

Grado Universitario en Ingeniería Mecánica
2017-2018

Trabajo Fin de Grado

“Estudio de la distribución de energía en un campo Fresnel-Beam- Down”

David Gómez González

Tutor

Jesús Gómez Hernández

Leganés, 2018

RESUMEN

En el mundo actual existe una concienciación por la generación de energía limpia para el crecimiento sostenible de los países. Las autoridades, como la Unión Europea, marcan las líneas de futuro a seguir en el desarrollo de las diferentes tecnologías.

El presente proyecto tiene como objetivo dimensionar un campo de heliostatos de una central de tipo Fresnel, añadiendo un receptor de partículas sólidas para aumentar el rendimiento de la central. Además, se hallará la distribución de energía en este receptor y se estudiarán sus dimensiones para obtener el mayor rendimiento de la instalación posible.

Para el dimensionamiento del campo, se ha creado un código con Matlab con el que se han obtenido las dimensiones y el rendimiento del campo. Tras este paso, se validará el modelo utilizando un software llamado SolTrace para modelar sistemas de concentración de energía solar y analizar su rendimiento óptico.

En este documento, se exponen las distintas etapas que se han seguido en el desarrollo del proyecto, partiendo del estudio de la tecnología actual y a desarrollar, pasando por la explicación de la metodología utilizada, hasta lograr los resultados obtenidos.

Palabras clave: CSP; Beam-down; Fresnel; SolTrace; Partículas sólidas; Fluidización

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, me gustaría agradecerle a mi tutor Jesús por la paciencia y el tiempo dedicado para resolver todas las dudas que iba encontrando.

A mis padres, por enseñarme que el esfuerzo es el camino a seguir en la vida para conseguir tus objetivos.

A mi hermana, referente a la hora de estudiar por su gran dedicación.

A mis amigos por todos los buenos momentos vividos tanto dentro como fuera de la universidad.

A mi chica, por dedicarme toda su paciencia y darme apoyo minuto a minuto. Gracias por los momentos pasados y los que nos quedan por vivir.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1.	Introducción	1
1.1.	Situación del mercado eléctrico actual.....	1
1.2.	Motivación del trabajo.....	3
1.3.	Objetivos	4
1.4.	Estructura del trabajo	5
2.	Energía solar	7
2.1.	Introducción	7
2.2.	Radiación solar	7
2.3.	Energía solar fotovoltaica	8
2.4.	Energía termosolar de concentración	9
2.4.1.	Centrales de tipo cilindro-parabólicas.....	10
2.4.2.	Centrales de tipo lineal de Fresnel	12
2.4.3.	Centrales de tipo disco parabólico	14
2.4.4.	Centrales de tipo torre	15
2.5.	Almacenamiento de calor	17
2.5.1.	Mecanismos de almacenamiento	17
2.5.2.	Tecnologías de almacenamiento	20
2.6.	Proyectos para almacenamiento en partículas sólidas	22
2.6.1.	Receptores de irradiación directa	22
2.6.2.	Receptores de irradiación indirecta	26
2.7.	Fundamentos matemáticos del proyecto.....	27
2.7.1.	Fundamentos de la hipérbola.....	27
2.7.2.	Polinomios de Zernike	28
2.8.	Programa Soltrace.....	29
3.	Método de cálculo y diseño	30
3.1.	Introducción	30
3.2.	Ubicación de la central	30
3.3.	Datos de partida	31
3.4.	Cálculos ópticos	32
3.4.1.	Ángulos ópticos	33
3.4.2.	Elementos de la instalación	36

3.4.3.	Ángulos de espejos	37
3.4.4.	Ángulos de rayos reflectados	38
3.4.5.	Rendimiento de la instalación	39
3.5.	Cálculos geométricos	39
3.5.1.	Dimensionamiento de la hipérbola	39
3.6.	Potencia de la instalación	44
3.7.	Estudio del caso real	45
4.	Resultados obtenidos	46
4.1.	Ángulos Tierra-Sol	46
4.2.	Ángulos observador-Sol	46
4.3.	Ángulos de espejos	46
4.4.	Ángulos de rayos tras la 1ª reflexión	48
4.5.	Ángulos de rayos tras la 2ª reflexión	49
4.6.	Análisis de sensibilidad	50
4.7.	Dimensionamiento del receptor	51
4.8.	Rendimiento de la instalación	51
4.9.	Dimensiones óptimas de la hipérbola	53
4.10.	Potencia de la instalación ideal	54
4.11.	Validación con Soltrace	55
5.	Presupuesto	62
6.	Marco legal	64
7.	Conclusiones	65
8.	Bibliografía	67

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Intercambios internacionales de energía eléctrica en la península. [1, p19].....	1
Figura 2. Cobertura de la demanda eléctrica. [1, p13]	2
Figura 3. Hipótesis de trabajo de la descarbonización en la Unión Europea. [2, p5].....	2
Figura 4. Rigidez de las instalaciones según tipo. [3, p135]	3
Figura 5. Esquema de la instalación a estudiar. [5]	4
Figura 6. Prototipo del horno rotativo. [6]	5
Figura 7. Estructura solar. [7, p4].....	7
Figura 8. Variación de la constante solar. [7, p9].....	8
Figura 9. Instalación de paneles fotovoltaicos. [8].....	9
Figura 10. Tipos de energía termosolar de concentración. [10]	10
Figura 11. Central cilindro-parabólica. [11].....	11
Figura 12. Central termosolar Extresol. [12].....	12
Figura 13. Espejos Fresnel. [13].....	13
Figura 14. Central Puerto Errado 2. [15].....	13
Figura 15. Disco Stirling del proyecto EuroDish. [16]	14
Figura 16. (a) Configuración norte. [17] (b) Configuración central. [18].....	15
Figura 17. Planta Gemasolar. [20].....	16
Figura 18. Esquema de funcionamiento de la planta Gemasolar. [19].....	16
Figura 19. Curva temperatura – calor en el caso de calor sensible. Fuente: propia	18
Figura 20. Curva temperatura – calor en el caso de calor latente. Fuente: propia	19
Figura 21. Depósitos de sales fundidas en las plantas Valle 1 y Valle 2. [21].....	21
Figura 22. Esquema de funcionamiento de acumulador de vapor. [22]	22
Figura 23. Esquema de funcionamiento de la caída libre de partículas. [23].....	23
Figura 24. Estructuras porosas para aumentar el tiempo de residencia. [23]	24
Figura 25. Esquema del horno rotacional. [23]	24
Figura 26. Esquema de funcionamiento de partículas fluidizadas. [24].....	25
Figura 27. Esquema de la caída libre de partículas en recintos de tubos. [23].....	26
Figura 28. Obtención de hipérbola a partir del corte de un cono recto. [26].....	27
Figura 29. Representación de la hipérbola. [27].....	28
Figura 30. Radiación solar global anual. [30]	31
Figura 31. Dimensiones de la instalación. [31]	32
Figura 32. Esquema de ángulos observador-Sol. [33].....	33
Figura 33. Variación del ángulo horario. [32]	34
Figura 34. Variación del ángulo de declinación. [32]	34
Figura 35. Esquema sobre el ángulo transversal. [33].....	36
Figura 36. Elementos de la instalación. Fuente: propia.....	37
Figura 37. Espejo de la instalación. Fuente: propia.....	37
Figura 38. Reflexión de 20 rayos en el espejo. Fuente: propia	38
Figura 39. Hipérbola de la instalación. Fuente: propia.....	40
Figura 40. Impacto en el espejo directo. Fuente: propia	42
Figura 41. Impacto según apertura solar. Fuente: Soltrace	42

Figura 42. Impacto en espejo según DNI. Fuente: Soltrace	42
Figura 43. Diagrama de flujo del dimensionamiento de la hipérbola. Fuente: propia ...	43
Figura 44. Esquema de numeración de espejos. Fuente: propia.....	47
Figura 45. Esquema de rayos tras el primer impacto. Fuente: propia	48
Figura 46. Esquema de rayos tras el segundo impacto. Fuente: propia.....	49
Figura 47. Análisis de sensibilidad del número de impactos. Fuente: propia	50
Figura 48. Dimensionamiento del receptor. Fuente: propia	51
Figura 49. Rendimiento del campo en función de la excentricidad. Fuente: propia	52
Figura 50. Hipérbola tiene excentricidad elevada. Fuente: propia	52
Figura 51. Hipérbola tiene excentricidad próxima a 1. Fuente: propia	53
Figura 52. Esquema de las dimensiones óptimas de la hipérbola. Fuente: propia	54
Figura 53. Potencia de la instalación en función de la excentricidad. Fuente: propia....	55
Figura 54. Esquema del impacto de rayos obtenido con Soltrace. Fuente: propia.....	56
Figura 55. Impacto de rayos en hipérbola plana. Fuente: propia	57
Figura 56. Rendimientos de ambos modelos.....	58
Figura 57. Distribución de energía del heliostato número 8. Fuente: propia	59
Figura 58. Distribución de energía del heliostato número 8 en 3D. Fuente: propia.....	59
Figura 59. Gráfico del número de impactos en cada espejo. Fuente: propia.....	60
Figura 60. Distribución de energía en el receptor de partículas. Fuente: propia.....	60
Figura 61. Distribución 3D de la energía en el receptor de partículas. Fuente: propia ..	61

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Materiales empleados para el almacenamiento de calor sensible. [9]	18
Tabla 2. Materiales empleados para el almacenamiento de calor latente. [9]	20
Tabla 3. Dimensiones del caso de estudio	32
Tabla 4. Ángulos Tierra-Sol	46
Tabla 5. Ángulos observador-Sol	46
Tabla 6. Ángulos de los espejos de la instalación	47
Tabla 7. Ángulos de los rayos tras la primera reflexión	49
Tabla 8. Ángulos de los rayos tras la segunda reflexión	50
Tabla 9. Dimensiones de la hipérbola	54
Tabla 10. Presupuesto de costes materiales	62
Tabla 11. Presupuesto de costes de mano de obra	63
Tabla 12. Presupuesto total del proyecto	63

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Situación del mercado eléctrico actual

La demanda eléctrica en España creció un 1,3 % respecto al año anterior [1], mientras que la generación aumentó en un 0,2 %. La diferencia entre ambas, como se observa en la figura 1, se suplió con el intercambio de energía con Francia, Portugal y Marruecos.

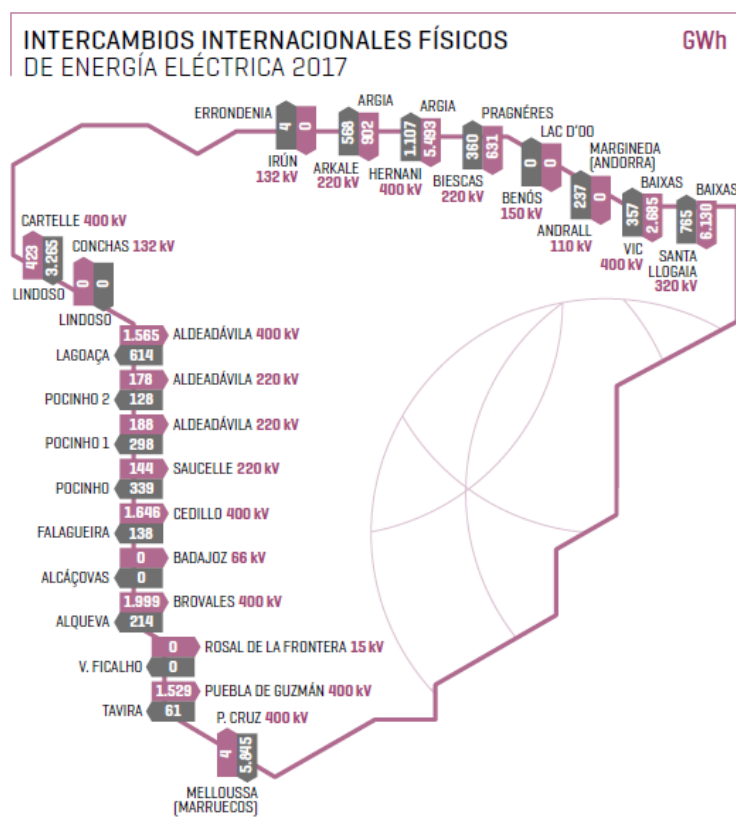


Figura 1. Intercambios internacionales de energía eléctrica en la península. [1, p19]

En cuanto a la generación de energía en la península en el año 2017, cabe destacar que la cantidad de energía renovable descendió debido a la escasez de lluvia, reduciendo la aportación de la energía hidráulica a valores menores que otros años. En la figura 2 se puede observar este dato, además de la aportación del resto de energías. En concreto, en el año en cuestión se ve que la generación con energías no renovables supuso aproximadamente dos terceras partes de la generación total.



Figura 2. Cobertura de la demanda eléctrica. [1, p13]

Dado que el sector energético es clave para el desarrollo de un país, la Unión Europea ha propuesto una *Hoja de ruta de la energía para 2050* [2], donde el principal objetivo es la descarbonización del sistema eléctrico de los países pertenecientes a la Unión. Para conseguir este propósito, se ha propuesto entre otras cosas una alta utilización de fuentes de energías renovables (FER) y la captura y almacenamiento de carbono diferidos. En cuanto al primer apunte, se pretende que se llegue a una cifra del 75 % del consumo bruto en el año 2050, un valor que contrasta con el 35 % del año 2017. Respecto a la captura de carbono, consiste en una técnica para evitar que el CO₂ llegue a la atmósfera. En la figura 3 se recoge las franjas de los combustibles que pretenden ser utilizados en el futuro para la generación de energía respecto al dato recogido en el año 2005.

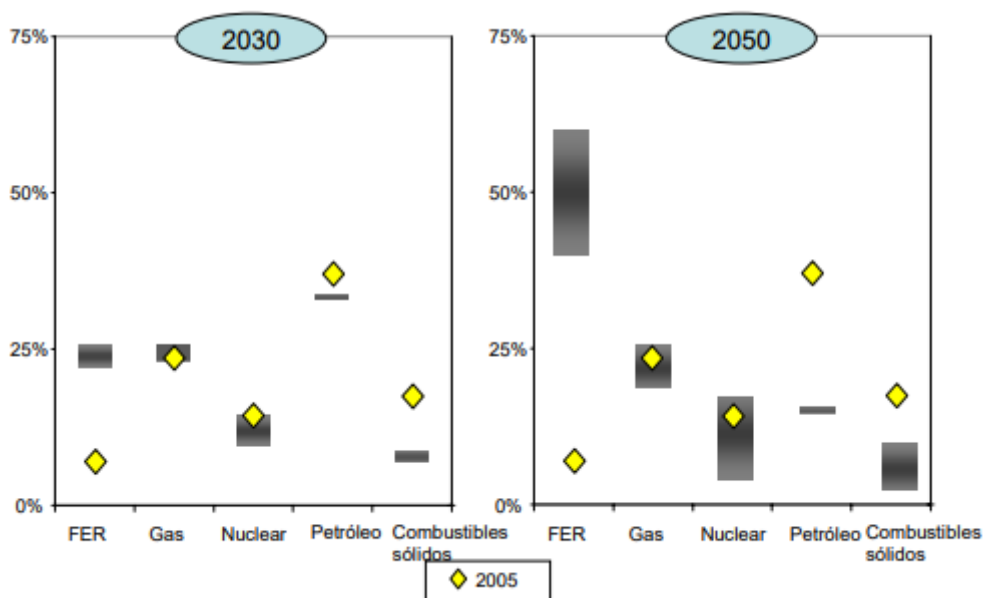


Figura 3. Hipótesis de trabajo de la descarbonización en la Unión Europea. [2, p5]

1.2. Motivación del trabajo

Como hemos visto en el anterior punto, actualmente existe una dependencia del carbón y la energía nuclear para la producción de energía debido a su capacidad de generación constante. El principal inconveniente medioambiental de estas tecnologías es la elevada contaminación, bien con la emisión de gases a la atmósfera o con la generación de elementos radioactivos. Una posible solución a este problema sería la utilización de la energía solar de concentración con almacenamiento (CSP) junto con la generación en turbinas de gas, tal y como se observa en la figura 3, siempre que sea posible una obtención de energía de manera constante, incluso en periodos sin luz solar. Esta tecnología se usaba hasta el momento con sales fundidas, permitiendo su almacenamiento en tanques para hacer uso de ellas en el momento en el que se quiera producir electricidad. El gran inconveniente del uso de las sales es la limitación en la temperatura del fluido caloportador, debido a que son corrosivas por encima de 565 °C [3]. Esta limitación no se puede sobrepasar con la tecnología de sales actual debido a que las sales se degradan ocasionando la corrosión de los conductos por los que circula.

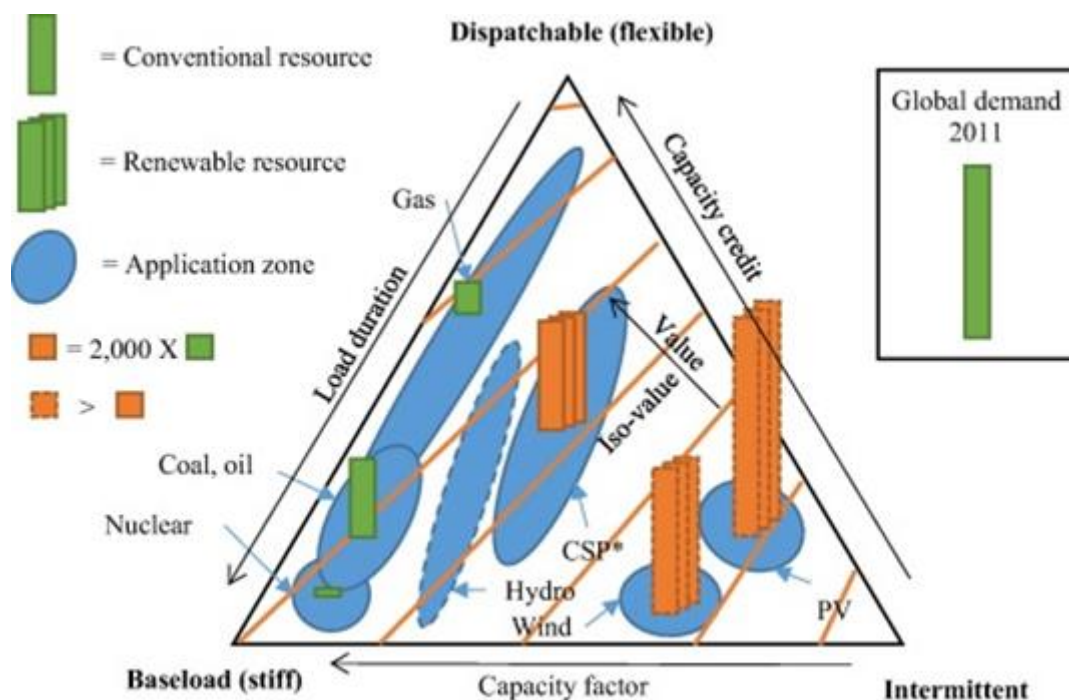


Figura 4. Rigidez de las instalaciones según tipo. [3, p135]

Ante estos inconvenientes, surge un nuevo método de almacenamiento de calor haciendo uso de partículas sólidas que tiene como objetivo tener disponible una mayor temperatura que la limitada por la corrosión de las sales. Las grandes diferencias en este procedimiento residen en el diseño del receptor, existiendo propuestas dispares por parte de diferentes organismos [4], aunque se pueden clasificar en dos grupos: receptores de irradiación directa e indirecta. En el primer grupo, se encuentran las tecnologías de caída libre de partículas, siendo posible la aparición de obstáculos para aumentar el tiempo de

residencia, horno rotacional y lecho fluidizado. En cuanto al segundo grupo, se localizan las tecnologías de caída libre de partículas en recintos de tubos y la fluidización de partículas en tubos. La mayoría de las tecnologías nombradas anteriormente tienen en común la utilización de torres de concentración central a las que se derivan las partículas, por lo que se requiere la introducción de partes mecánicas -en los casos de caída libre y el horno rotacional- y una gran cantidad de aire en el caso de la fluidización.

En este proyecto se propone la utilización de un receptor de lecho fluidizado para la captación de energías en partículas. Este receptor estará colocado a la altura de los heliostatos, por lo que es necesario que exista una segunda reflexión que redirija la radiación solar hacia el suelo. Este segundo receptor se conoce como *Beam-Down*. Se muestra en la figura 5 un esquema de la instalación a estudiar.

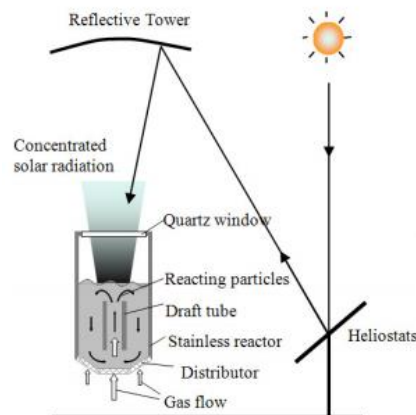


Figura 5. Esquema de la instalación a estudiar. [5]

1.3. Objetivos

El presente proyecto incorpora dos innovaciones frente a las centrales termosolares existentes en la actualidad. La primera es la inclusión de una hipérbola actuando como segundo reflector en la instalación de tipo Fresnel. Hasta el momento en las centrales de tipo Fresnel, se hace uso de un segundo receptor para dirigir los rayos que no impactan en el tubo absorbedor hacia este, pero en el caso de este proyecto, el reflector es utilizado para dirigir los rayos hacia una superficie en la que se encuentran partículas sólidas. En cuanto a la segunda innovación, se centra en la sustitución de las sales fundidas como fluido de trabajo por partículas sólidas, debido a que estas son capaces de alcanzar temperaturas mayores de captación sin degradación, pasando de 565°C para las sales a unos 900-1000°C para las partículas.

El presente proyecto se basará en un módulo comercial de tecnología Fresnel, concretamente en la central de Puerto Errado 2, para ver su conversión hacia la captación solar en partículas, por lo que las dimensiones de los espejos Fresnel están fijadas.

Actualmente, no hay ninguna planta termosolar que haga uso de partículas sólidas en lugar de sales fundidas, aunque existen los diferentes proyectos que han sido nombrados en la motivación del trabajo. De todas ellas, se puede observar en la figura 6 el proyecto de la construcción de un prototipo de horno rotativo en Colonia, ciudad al oeste de Alemania.

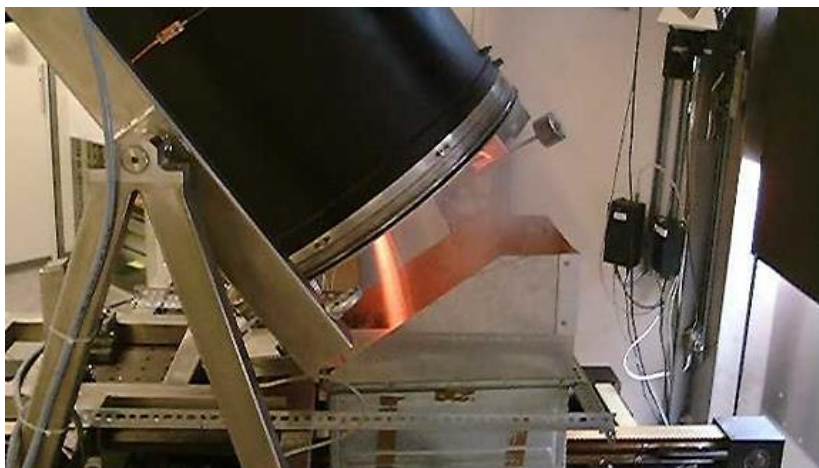


Figura 6. Prototipo del horno rotativo. [6]

Para finalizar, se pretende hacer un estudio económico sobre la inclusión de la tecnología de partículas sólidas a través de un lecho fluidizado, comparándolo con la presente tecnología de sales fundidas a través del tubo absorbedor.

Por tanto, los principales objetivos de este trabajo son:

- Desarrollar un modelo matemático que permita dimensionar un campo de heliostatos en una central de concentración solar de tipo Fresnel, sustituyendo el tubo absorbedor por una hipérbola que actúe como segundo reflector.
- Obtener las dimensiones del receptor de partículas sólidas que maximice el rendimiento del campo de heliostatos.
- Obtener la distribución de energía en el receptor de partículas sólidas, en sustitución de las sales fundidas, situado bajo la hipérbola.

1.4. Estructura del trabajo

Este trabajo de fin de grado se desarrollará a partir de aquí con la siguiente estructura:

- Capítulo 2: explicación de la teoría necesaria para la comprensión del trabajo. Se comenzará hablando de la energía solar de forma genérica y finalmente se explicarán las propuestas de innovación en este campo.
- Capítulo 3: definición de la metodología utilizada en el proyecto, con los desarrollos matemáticos necesarios para llegar a los resultados.

- Capítulo 4: presentación de los resultados obtenidos y análisis de estos.
- Capítulo 5: breve justificación económica del proyecto.
- Capítulo 6: presupuesto del proyecto.
- Capítulo 7: normativa aplicable.
- Capítulo 8: conclusiones obtenidas tras la realización del trabajo.

Al final del proyecto se encuentra la bibliografía de este. Cabe destacar que se ha utilizado el estilo de citas bibliográficas IEEE.

2. ENERGÍA SOLAR

2.1. Introducción

La energía solar es una fuente renovable de energía que utiliza la radiación solar para la producción de energía eléctrica. Para ello, existen principalmente dos tecnologías: fotovoltaica y térmica. El presente trabajo se centrará en el segundo tipo.

La energía solar térmica utiliza la radiación solar para calentar un fluido que se utilizará, con los cambios necesarios, en un ciclo de generación de potencia. Este fluido debe soportar unas temperaturas lo más elevadas posibles para aumentar el rendimiento del ciclo de potencia que se utilizará. Como se detallará en este proyecto, esta temperatura es actualmente un factor limitante para esta tecnología, debido principalmente a que no pueden alcanzarse temperaturas superiores a 565 °C. [3]

Con este capítulo se pretende dotar al lector de las ideas básicas acerca de este tipo de energía, sus problemas actuales y las posibles soluciones que se encuentran en desarrollo.

2.2. Radiación solar

La mayor parte de la radiación solar electromagnética que proviene del Sol lo hace con una longitud de onda entre 0.25 y 3 μm [7]. Esta energía se origina en el núcleo, donde se produce una reacción de fusión que hace que se alcancen temperaturas de entre 8 y 40 millones de Kelvin. Se ha estimado que la mayoría de esta energía se produce en una distancia de 0.23 veces el radio del Sol, disminuyendo la temperatura a partir de dicha distancia. Se observa un esquema de la estructura del Sol en la figura 7.

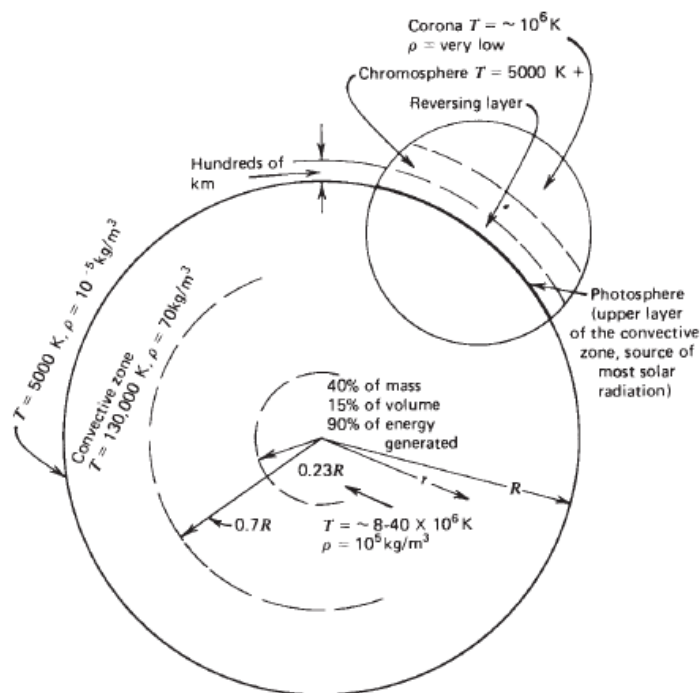


Figura 7. Estructura solar. [7, p4]

Una vez explicado el origen de esta energía, llega el momento de detallar la forma en la que se mide la radiación proveniente del Sol mediante la constante solar. Según Duffie and Beckman [7, p5], la constante solar se define como “*energía solar media recibida por unidad de tiempo y de superficie, perpendicular a su dirección de propagación y situada fuera de la atmósfera a la distancia media entre la tierra y el sol.*”

Con esta definición se llega a la obtención de la ecuación 1, donde se muestra una ecuación simplificada para el cálculo de la constante solar. El porcentaje de error de esta simplificación es menor al 0,3 %. En la figura 8 se muestra la variación de la constante solar con los meses del año.

$$G_{0n}(n) = 1367 \cdot \left(1 + 0,033 \cdot \cos\left(\frac{360 \cdot n}{365} [deg]\right) \right) \left[\frac{W}{m^2} \right] \quad (1)$$

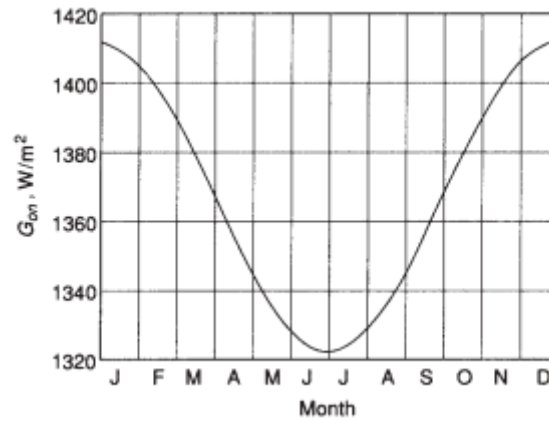


Figura 8. Variación de la constante solar. [7, p9]

2.3. Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica utiliza células fotoeléctricas para producir electricidad de manera directa [8]. Estas células, presentes en los paneles fotovoltaicos comunes como el de la figura 9, en el momento en el que son incididas por la radiación solar, producen una diferencia de potencial eléctrico entre las caras de los paneles y permiten que los electrones se desplacen de lugar. Este desplazamiento es el responsable de la producción de energía eléctrica.



Figura 9. Instalación de paneles fotovoltaicos. [8]

En el año 2017, supuso aproximadamente un 3 % de la producción nacional [1]. Se espera que se incrementen este valor debido principalmente a su bajo coste de implantación, además de ser fácilmente instalable a nivel particular.

Su principal inconveniente es su nula capacidad de almacenamiento, lo que convierte a este sistema de producción en un sistema rígido. En un día supuesto en el que la radiación solar solo incida en una franja horaria determinada, se estaría desperdiciando energía si estas horas no coinciden con las de mayor consumo.

Una posible solución a este problema se encuentra en la energía termosolar de concentración, de la cual se hablará en el siguiente epígrafe.

2.4. Energía termosolar de concentración

Al contrario que en la tecnología fotovoltaica, donde no se puede almacenar energía fácilmente, en la energía termosolar de concentración sí es posible. Esta energía se basa en la aportación de calor a un fluido, que más tarde será parte de un ciclo de potencia para producir electricidad, por lo que existe la posibilidad de almacenar este calor para usarlo un tiempo después [9]. Como se puede observar en la figura 10, existen diferentes configuraciones de elementos para este fin, hablando de ellos en los siguientes apartados.

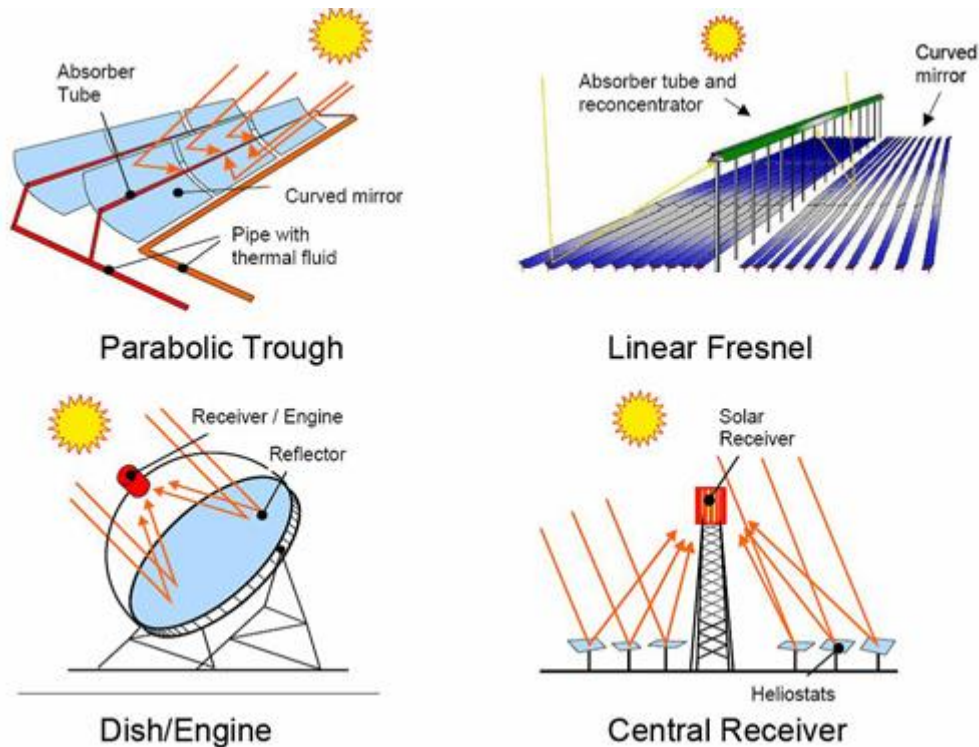


Figura 10. Tipos de energía termosolar de concentración. [10]

2.4.1. Centrales de tipo cilindro-parabólicas

Es la tecnología que cuenta con más desarrollo a nivel tecnológico, siendo utilizada por más del 95 % de las centrales termosolares en el mundo [9]. El funcionamiento de estas centrales consiste en concentrar la radiación solar en un tubo de una determinada longitud, normalmente entre 800 y 900 metros, haciendo uso de seguimiento solar en un solo eje. La concentración se lleva a cabo mediante el uso de unos espejos con forma cilíndrica, como los que se pueden observar en la figura 11, pensados para redirigir los rayos de sol que impactan en su superficie hacia un punto (denominado foco) donde se encuentra el tubo nombrado con anterioridad.

La principal ventaja de este tipo de centrales es su elevada relación de concentración (80:1), lo que permite a este tipo de centrales alcanzar temperaturas elevadas.

Por otro lado, su principal inconveniente es la elevada inversión inicial que conllevan estas centrales, debido principalmente a la construcción de la curvatura de los espejos.



Figura 11. Central cilindro-parabólica. [11]

Por el interior de estos tubos circula un fluido que absorbe el calor aportado al tubo, concretamente sales fundidas. Estas sales, al menos con la tecnología que existe actualmente, tienen el inconveniente de que su temperatura máxima de trabajo son 565 °C. En caso de superar esta temperatura, las sales comienzan a formar hidrocarburos volátiles que modifican el comportamiento de la instalación, llegando incluso a ser un problema de seguridad. Otro inconveniente relacionado con su temperatura es el valor mínimo que se debe alcanzar para evitar su congelación. Actualmente, se encuentra cercano a los 290 °C [9], por lo que es necesario realizar un mantenimiento adecuado de la planta, exigiendo una mayor atención en los meses de invierno.

Un ejemplo de este tipo de central se puede encontrar en la provincia de Badajoz (Extremadura), en las centrales Extresol 1, 2 y 3 (figura 12). Cada una de las centrales cuenta con una potencia de 50 MW y ocupa una superficie de 510.000 m² [12]. En conjunto, la planta ofrece una potencia de 150 MW y una superficie de 153 hectáreas. La central cuenta con un sistema de almacenamiento térmico de 7,5 horas de capacidad, siendo un valor acorde con la época en la que se inauguró el proyecto (2009). En la actualidad, estos valores de almacenamiento se encuentran cercanos a las 15 horas.



Figura 12. Central termosolar Extresol. [12]

2.4.2. Centrales de tipo lineal de Fresnel

Al igual que las centrales cilindro-parabólicas, en este tipo se pretende redirigir la radiación solar hacia un tubo absorbedor por el que circula un fluido. La diferencia con las centrales cilindro-parabólicas reside en la utilización de espejos planos (figura 13) en lugar de curvos. Este cambio en los espejos reduce su rendimiento en un valor cercano al 15 % [9] pero conlleva un ahorro de dinero significativo al no ser necesaria ninguna tecnología especial para la fabricación de los espejos. Se estima el precio por MW en este tipo de centrales se sitúa en 3 millones de euros, mientras que en las centrales cilindro-parabólicas se encuentra en torno a los 4,5 millones de euros. Esto supone que el ahorro económico (alrededor de un 33 %) compense la pérdida de rendimiento de la instalación.

El principal inconveniente de este tipo de centrales, además de un menor rendimiento que las de tipo cilindro-parabólicas, es una menor relación de concentración (20:1), lo que hace que se puedan alcanzar menores temperaturas que en el anterior tipo de central.



Figura 13. Espejos Fresnel. [13]

Un ejemplo de este tipo de central se puede encontrar en Murcia, en la central Puerto Errado 2 (figura 14). Cuenta con una potencia total de 30 MW, dividiéndose en dos grupos termosolares, y una superficie total de 302.000 m² [14].

El proyecto comenzó con la construcción de una central prototipo, conocida como Puerto Errado 1, con una potencia de 1,4 MW que se encuentra situada al lado del proyecto definitivo. Esta central prototipo es operativa y se puede combinar con Puerto Errado 2 para ofrecer una potencia total de 31,4 MW.



Figura 14. Central Puerto Errado 2. [15]

2.4.3. Centrales de tipo disco parabólico

Al contrario que las centrales anteriores, donde se concentraba la radiación solar a lo largo de una línea, en este tipo se concentra en un punto. Debido a esto, se consiguen relaciones de concentración muy superiores a las tecnologías anteriores, alrededor de 2000:1 [9]. Estas centrales hacen uso de discos parabólicos (figura 15) para concentrar la radiación en el foco de la hipérbola, al igual que las centrales cilindro-parabólicas. En este punto, se encuentra un receptor que aporta calor a un fluido y este alimenta a un motor de ciclo Stirling.



Figura 15. Disco Stirling del proyecto EuroDish. [16]

Es importante destacar la modularidad de este sistema, ya que cuenta con unidades productoras independientes con una potencia que se sitúa entre 5 y 25 MW [9]. Esto sin duda es una gran ventaja, debido a que es posible adaptar la producción en los momentos en el que la red no demanda potencia.

En cuanto a las centrales existentes con este tipo de tecnología, no se ha podido encontrar ninguna que no se encuentre en fase de estudio. Aunque se trate de una tecnología antigua (cerca del año 1800), no se ha desarrollado igual que las tecnologías anteriormente nombradas. Actualmente destaca el proyecto EnviroDish, con el que se pretende instalar discos Stirling en diferentes países para recabar datos reales sobre su funcionamiento y su coste de instalación.

2.4.4. Centrales de tipo torre

Este tipo de centrales, al igual que las de disco Stirling, basan su funcionamiento en la concentración de la radiación solar en un punto, que en este caso se sitúa en una torre. Este tipo de plantas están compuestas de espejos, denominados heliostatos, dispuestos alrededor de un receptor central en forma de torre [9]. La colocación de los espejos se puede realizar en dos configuraciones: campo norte y campo central (figura 16).

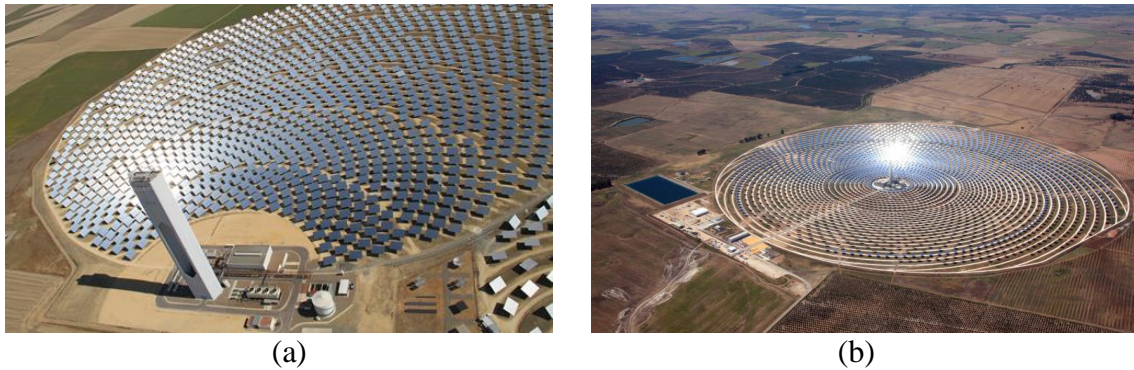


Figura 16. (a) Configuración norte. [17] (b) Configuración central. [18]

En el primer tipo de configuración (a), los espejos se sitúan detrás de la torre, en concreto al norte de esta. Al incidir la radiación únicamente por uno de los lados de la torre, la construcción de esta es más sencilla y por lo tanto más barata.

En cuanto al segundo tipo (b), el campo solar se sitúa alrededor de la torre, pero esta no se encuentra en el centro del campo solar, sino desplazada hacia el sur. Esto se debe principalmente a la posición solar, ya que el recorrido del Sol tiene una forma elíptica.

Una de las centrales existentes actualmente con este tipo de tecnología es la de Gemasolar (figura 17), situada en la provincia de Sevilla. Se trata de una central con una potencia de 17 MW, con una superficie total de 195 hectáreas [19]. Se ha elegido este ejemplo por su innovación en el almacenamiento de calor en depósitos de sales, con las que actualmente puede trabajar 15 horas sin aporte solar. Esta innovación le ha permitido a la central trabajar de forma ininterrumpida durante 36 días.

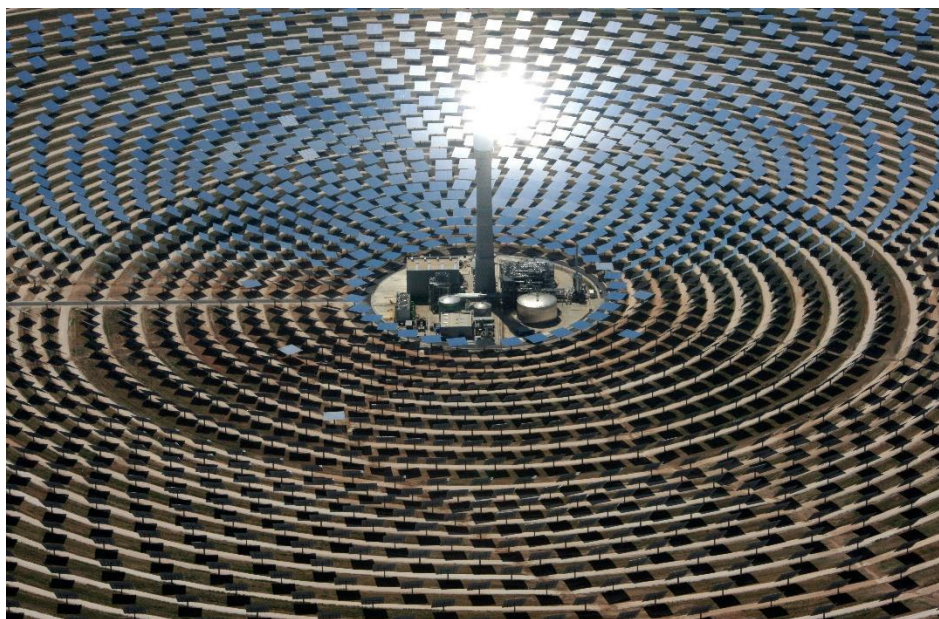


Figura 17. Planta Gemasolar. [20]

A continuación, se procede a explicar el esquema de funcionamiento (figura 18) de la planta Gemasolar. Este esquema es de gran utilidad para entender el presente proyecto, aunque no se base en las centrales de tipo torre. La forma en la que se almacenan las sales es una de las que se detallarán en el apartado 2.5 y se encontrarán parecidos con el procedimiento de impulsar partículas sólidas que se verá en el apartado 2.6.

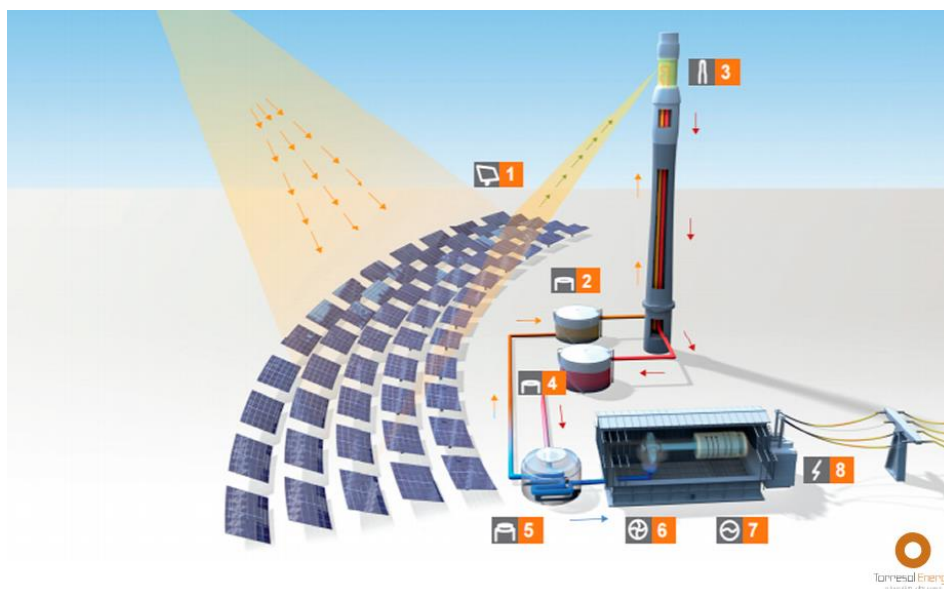


Figura 18. Esquema de funcionamiento de la planta Gemasolar. [19]

El funcionamiento de la central de Gemasolar [19] se explica a continuación:

- 1) Heliostatos: la luz solar incide sobre los espejos y se refleja hacia el receptor, situado en la parte superior de la torre.
- 2) Tanque 1: las sales, a una temperatura de 290°C, son bombeadas desde el tanque frío hasta el receptor.
- 3) Torre: dentro del receptor situado en la torre, las sales son calentadas hasta 565°C antes de ser almacenadas en el tanque de sales calientes.
- 4) Tanque 2: en el tanque de sales calientes se almacenan las sales fundidas a una temperatura muy elevada.
- 5) Generador de vapor: las sales son conducidas desde el segundo tanque al sistema de generación de vapor donde ceden calor y se enfrían.
- 6) Turbina: el vapor de agua del anterior punto se encuentra a alta presión y es capaz de mover la turbina.
- 7) Generador eléctrico: La turbina mueve un generador eléctrico produciendo energía.
- 8) Transformador: la energía producida en el generador es conducida a un transformador eléctrico para ser inyectada a la red.

2.5. Almacenamiento de calor

Como se ha podido observar en el anterior punto, existen formas de almacenar el calor en este tipo de instalaciones para ser usado en el momento adecuado. En este epígrafe se pretenden explicar las posibilidades de almacenamiento existentes hoy en día.

2.5.1. Mecanismos de almacenamiento

Existen dos formas para aprovechar el almacenamiento de energía térmica: calor sensible y calor latente. [9]

En el primer tipo, para tener calor sensible almacenado en un material es necesario aumentar su temperatura. De forma inversa, si se quiere recuperar este calor sensible, se debería bajar la temperatura del material. Para elegir el material o fluido adecuado para almacenar calor sensible, es necesario estudiar su capacidad térmica, es decir, la relación entre la energía calorífica transferida y el cambio de temperatura. Uno de los fluidos con una capacidad térmica más alta es el agua, tan solo superada por el helio. Sin embargo, no es el único factor que analizar para elegir el compuesto adecuado, ya que también debe tener un punto de ebullición elevado. Se puede observar en la figura 19, la zona de trabajo de los compuestos en este tipo de solución.

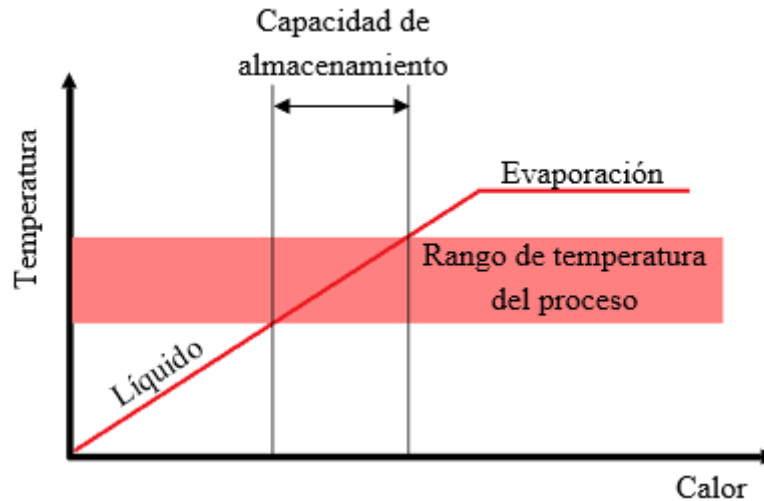


Figura 19. Curva temperatura – calor en el caso de calor sensible. Fuente: propia

Al tener una baja temperatura de ebullición, el agua no es el fluido adecuado para este tipo de centrales. Por esta razón, se eligen fluidos como el aceite térmico y fusiones de sales, siendo posible aportar calor sensible a materiales sólidos como el hormigón. El problema de los fluidos anteriormente mencionados reside en su temperatura de cristalización, es decir, la temperatura mínima que deben tener para que no solidifiquen. Se muestra en la tabla 1 las características de los materiales comúnmente empleados.

Tabla 1. Materiales empleados para el almacenamiento de calor sensible. [9]

	T_{\min} [°C]	T_{\max} [°C]	Densidad [kg/m ³]	Conductividad térmica [W/mK]	Capacidad térmica [kJ/kgK]	Coste medio [US\$/kg]
Medios líquidos						
Agua	0	100	1.000	0,597	4,18	<0,01
Aceite mineral	200	300	770	0,12	2,6	4,2
Aceite de silicona	300	400	900	0,10	2,1	80
Sales (Nitratos)	265	565	1.870	0,52	1,6	3,7
Sodio líquido	270	530	850	71,0	1,3	21
Sales (Carbonatos)	450	850	2.100	2,0	1,8	11,0
Medios sólidos						

Hormigón armado	200	400	2.200	1,5	0,85	1
Acero colado	200	700	7.800	40	0,6	60
Ladrillos refractarios (Sílice)	200	700	1.820	1,5	1,0	7,0
Ladrillos refractarios (Magnesio)	200	1.200	3.000	5,0	1,15	6

En el segundo tipo, el calor latente es la energía que es necesario aportar para que se produzca un cambio de fase en un fluido. Se trata de un proceso isoterma donde las cantidades de energía a aportar son muy superiores que las necesarias para elevar la temperatura como en el caso del calor sensible. Al igual que en el caso anterior, se presenta la curva Temperatura – Calor en la figura 20.

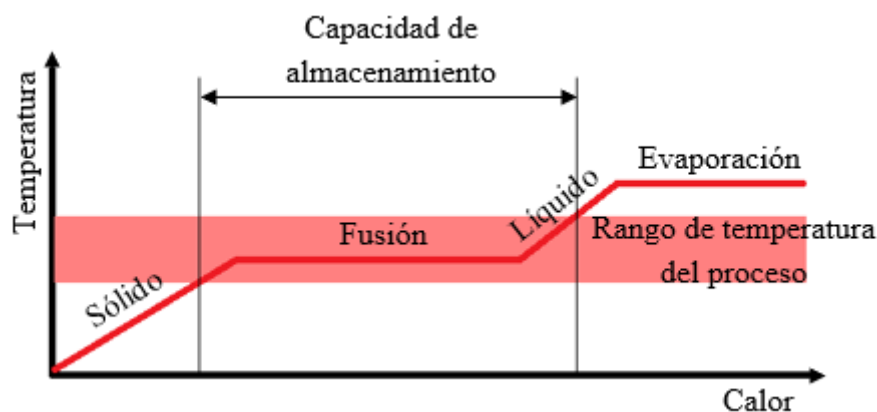


Figura 20. Curva temperatura – calor en el caso de calor latente. Fuente: propia

Es posible invertir el proceso condenando el vapor y hay que poner especial atención al punto de congelación, es decir, donde se produce el cambio de fase líquido – sólido. Para el uso de este tipo de almacenamiento hay que tener en cuenta principalmente tres aspectos: el proceso se realiza a temperatura constante, el cambio de fase líquido – vapor conlleva una gran expansión de volumen y, por último, si se llega a la fase sólida el mecanismo de transporte pasa a ser mediante conducción. Con esto, a la hora de elegir el material adecuado hay que tener en cuenta su temperatura de fusión y su calor de fusión, que determina la capacidad de almacenamiento. Se muestran en la tabla 2 las características de los materiales comúnmente empleados.

Tabla 2. Materiales empleados para el almacenamiento de calor latente. [9]

	$T_{\text{fusión}}$ [°C]	Capacidad térmica [kJ/kgK]	Densidad [kg/m ³]	Calor de fusión [kJ/kg]	Conductividad térmica [W/mK]
Agua	0	4,18	1.000	333,2	0,597
Parafina	112	2,1	n.a.	213	0,10
NaNO ₃	307	1,10	2.260	172 - 199	0,50
KNO ₃	337	0,95	2.110	95 - 266	0,50
NaCl	800	n.a.	2.160	466 - 492	5

2.5.2. Tecnologías de almacenamiento

Una vez explicados los mecanismos de almacenamiento posible en las centrales termosolares, se procede a detallar las diferentes formas en las que se ponen en funcionamiento. En general, se pueden clasificar en dos grupos: sistemas activos, donde el material en el que se almacena el calor circula por un intercambiador de calor; y sistemas pasivos, donde el material calentado pasa por un tanque de almacenamiento desde el cual parte hacia el intercambiador. Existen otras formas de clasificación, como la que se va a utilizar en este punto, según la fase en la que se encuentre el material. [9]

2.5.2.1. Acumuladores líquidos

Como se ha explicado en el punto de mecanismos de almacenamiento, los líquidos que almacenan calor deben tener un punto de fusión bajo y un punto de evaporación y descomposición elevado. Estas características solo las cumplen los aceites térmicos, las sales fundidas y algunos metales pesados fundidos como el sodio, siendo las más comunes las sales fundidas. Para almacenar estas sales existen principalmente dos sistemas: *Thermocline* y de dos depósitos.

El primer sistema consiste en un único depósito donde existe un gradiente térmico vertical, acumulándose el fluido frío en la parte inferior y el caliente en la parte superior. Para poner en marcha el sistema de almacenamiento, se bombean las sales de la parte inferior (frío) hasta un intercambiador de calor por el cual circula el fluido caloportador de la central. De este elemento salen las sales hacia la parte superior del tanque (caliente) donde se almacena hasta que se desee producir electricidad con este calor. En el momento en el que se desee, basta con realizar el proceso inverso, es decir, descargar la parte

superior del tanque hacia un intercambiador de calor donde se calienta el fluido caloportador de la central y se hace pasar por una turbina.

En cuanto a los sistemas de dos depósitos (figura 21), los más extendidos en la actualidad, basan su funcionamiento en los sistemas *Thermocline* con la diferencia de que almacena el fluido caliente y frío por separado. El funcionamiento es similar al sistema anterior, las sales se bombean desde el depósito frío hasta el caliente pasando por un intercambiador de calor donde absorbe calor del fluido caloportador. Si se desea utilizar el calor almacenado, se hace el proceso inverso, con las sales cediendo calor al fluido caloportador.



Figura 21. Depósitos de sales fundidas en las plantas Valle 1 y Valle 2. [21]

Este sistema permite adaptar los materiales de los tanques a las características de temperatura y densidad de los fluidos que se van a almacenar en ellos. Un ejemplo de los diferentes materiales lo encontramos en la planta Gemasolar, donde el depósito de alta temperatura está fabricado en acero inoxidable mientras que el de baja temperatura está fabricado en acero al carbono [9].

2.5.2.2. Acumuladores de vapor

En los acumuladores de vapor se utiliza el agua para almacenar calor sensible. El depósito se carga con vapor, donde condensa a la temperatura de ebullición. A la hora de descargar este vapor, se hace a presiones de hasta 100 bares, lo que hace que este sistema sea idóneo para cubrir picos de demanda. Alguno de sus inconvenientes son su limitada temperatura, lo cual conlleva un rendimiento menor que en el caso de dos depósitos, y su inferior capacidad de almacenamiento [9]. Se muestra un esquema de funcionamiento en la figura 22.

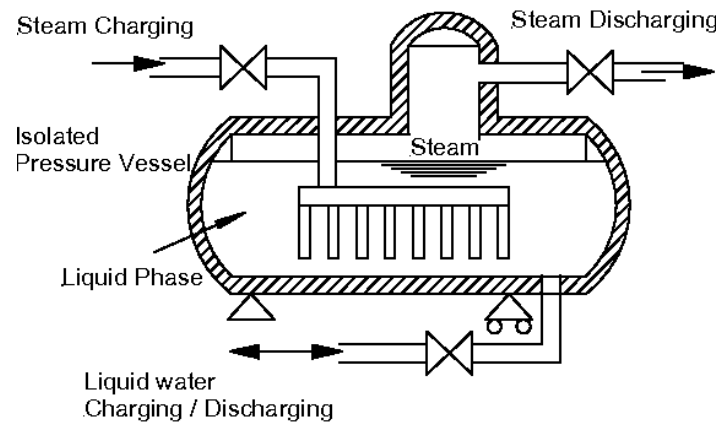


Figura 22. Esquema de funcionamiento de acumulador de vapor. [22]

2.5.2.3. Acumuladores sólidos

La tecnología con mayor estudio hasta el momento ha sido el uso de hormigón para almacenar calor sensible. En este apartado nos centraremos en este tipo de acumuladores, mientras que en apartado 2.6 se detalla el uso de otros materiales y formas en las que almacenar el calor.

El uso de materiales sólidos viene impulsado por el objetivo de abaratar costes en este tipo de centrales. Para conseguir un sistema que permita aprovechar el calor aportado al hormigón, es necesario que este sea maleable, consiguiendo así un intercambiador de calor en el interior del bloque de hormigón. Debido a la expansión de los materiales sólidos al aumentar su temperatura, se han tenido que añadir aditivos al hormigón para que el sistema sea viable. [9]

2.6. Proyectos para almacenamiento en partículas sólidas

Una variante dentro de los acumuladores sólidos que se está estudiando en la actualidad es el uso de partículas sólidas como forma de almacenar calor sensible. Con este punto se pretende explicar brevemente las diferentes propuestas y la relación que tienen estas con el presente proyecto. Se dividen estas propuestas en dos grupos: receptores de irradiación directa e indirecta.

2.6.1. Receptores de irradiación directa

Dentro de este conjunto, se engloban cuatro sistemas: caída libre de partículas, caída obstaculizada de partículas, horno rotacional y fluidización de partículas.

En el primer sistema, pensado para centrales de tipo torre, se elevan las partículas hasta la zona con más altura de la torre. En esa zona, existe un hueco similar a una ventana por el cual incide la radiación solar en el momento deseado. Cuando se quieran calentar las

partículas elevada, se abre esta ventana y se dejan caer las partículas hacia la parte inferior de la torre, donde se depositan a una temperatura cercana a los 700 °C [23]. En la figura 23 se puede observar un esquema del funcionamiento de esta tecnología.

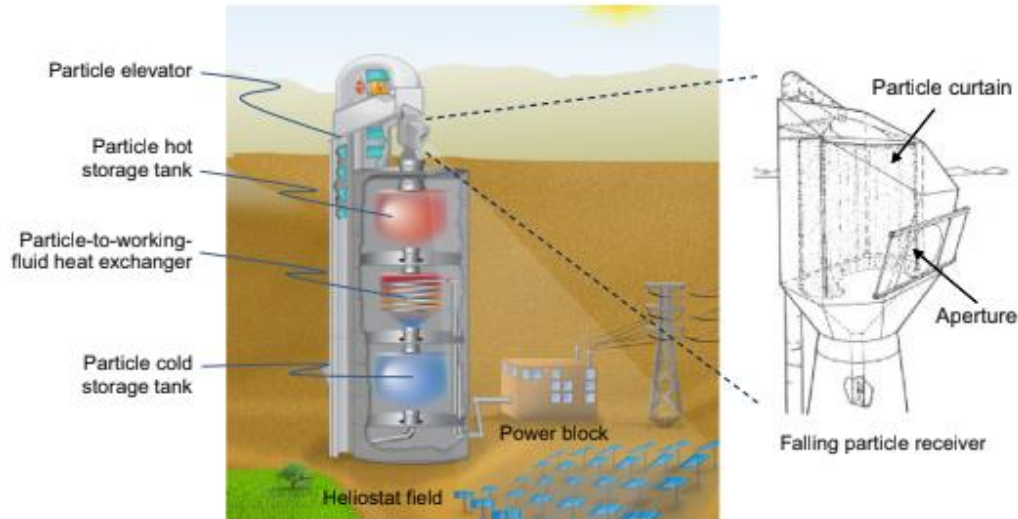


Figura 23. Esquema de funcionamiento de la caída libre de partículas. [23]

Existen problemas relativos a la seguridad de este tipo de sistemas, debido a que, si una de estas partículas a 700 °C se desvía hacia la ventana y cae al exterior, podría ocasionar daños económicos (al deteriorar los heliostatos) y personales (puede herir a alguna persona). Además, el impacto del viento contra las partículas hace que su temperatura disminuya debido a un enfriamiento convectivo. Una posible solución a este problema es la colocación de una pantalla transparente en el hueco de la ventana, aislando el sistema de caída de partículas del exterior.

El mayor reto tecnológico de este tipo de tecnología se encuentra en aumentar el tiempo de residencia en el que las partículas se ven incididas por la radiación solar. Para resolver este punto, se evolucionó este sistema hacia la caída obstaculizada de partículas.

La caída obstaculizada de partículas utiliza unas estructuras porosas (figura 24) que perjudican el movimiento de las partículas que pasan a través de ellas, aumentando así el tiempo en el que se ven expuestas a la radiación solar. El funcionamiento del sistema es igual que en el caso de la caída libre de partículas, con el añadido de esas estructuras. Con este añadido, se consigue aumentar la temperatura de las partículas y, en definitiva, el rendimiento de la instalación. No se ha probado experimentalmente su funcionamiento.



Figura 24. Estructuras porosas para aumentar el tiempo de residencia. [23]

Como inconvenientes de este sistema se tiene el posible deterioro de las estructuras porosas al verse sometidas a elevadas temperaturas, además del coste de fabricación de estas.

En el caso del horno rotacional, se introducen las partículas en su interior y se deja una apertura en el extremo del receptor para que incida la radiación solar. La fuerza centrífuga produce que las partículas se queden adheridas a la pared del horno mientras reciben la radiación solar. Se muestra un esquema de su funcionamiento en la figura 25. Los últimos estudios de esta tecnología determinan temperaturas del orden de 900 °C, aunque su rendimiento sería menor que los modelos analizados anteriormente.

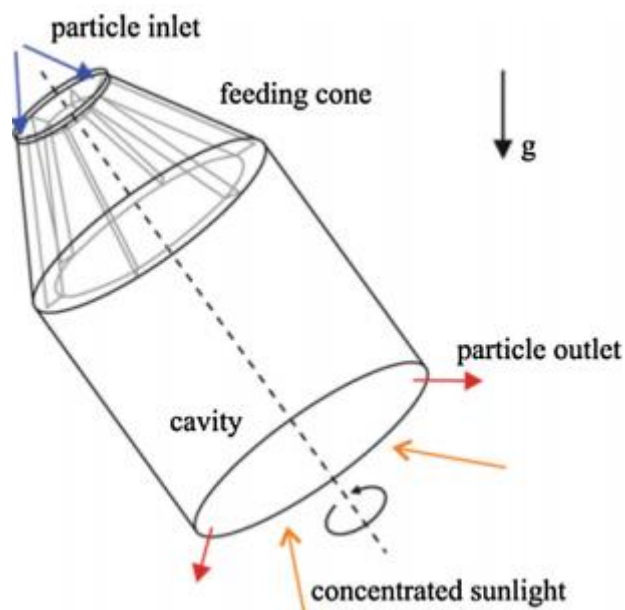


Figura 25. Esquema del horno rotacional. [23]

Algunos objetivos de este sistema serían mantener un flujo constante de partículas y estudiar la fiabilidad del horno rotativo.

Por último, para explicar el sistema de fluidización de partículas, es necesario definir el fenómeno de la fluidización. Según Rodríguez-Pomatta [24], se define fluidización como *“la operación en la que un sólido se pone en contacto con un líquido o gas, adquiriendo el conjunto unas propiedades similares a las de los fluidos”*. Se muestra en la figura 26 un esquema de su funcionamiento.

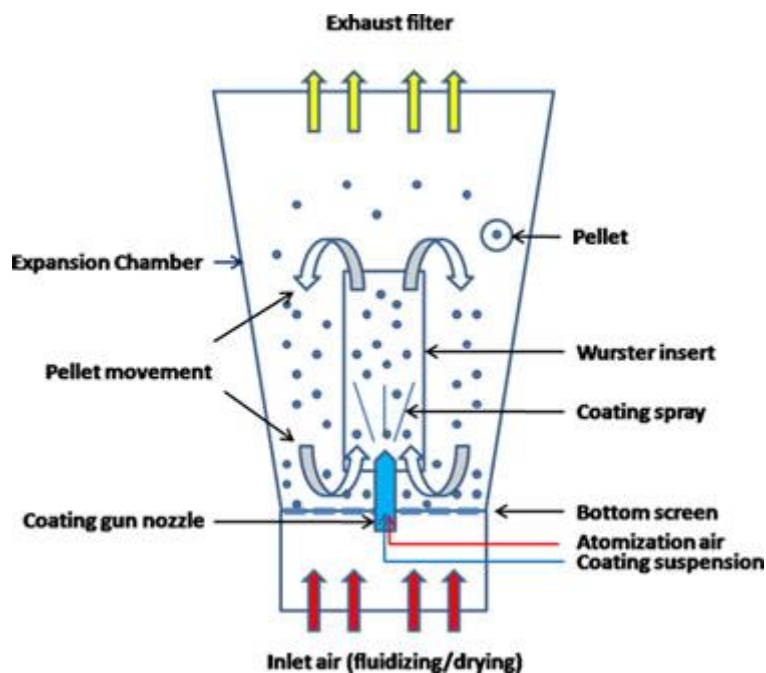


Figura 26. Esquema de funcionamiento de partículas fluidizadas. [24]

Con esta tecnología, se pretenden mover las partículas de diferentes materiales una vez calentadas mediante radiación solar. El funcionamiento consiste en la creación de un recipiente donde incide radiación solar por la parte superior y se introduce aire a cierta velocidad por la parte inferior. El aire introducido hace que el lecho de partículas esté fluidizado, lo cual permite transportarlas hasta el lugar en el que se desee calentar el fluido caloportador. Según los últimos estudios [5], se alcanzan temperaturas superiores a los 1000 °C, aunque el rendimiento térmico es inferior a los sistemas descritos con anterioridad.

Para hacer incidir la radiación solar sobre la parte superior del recipiente, se han propuesto hasta el momento diferentes ideas. La primera de ellas sería similar a las centrales de tipo torre, pero con la modificación de que se dispondría de una segunda reflexión que enviase la radiación a la parte inferior de la torre. La segunda propuesta sería análoga a las centrales cilindro-parabólicas o Fresnel, sustituyendo el tubo receptor por el recipiente de partículas sólidas. En último lugar, está la idea en la que se centrará este trabajo, siendo similar a las centrales de tipo Fresnel, pero con la diferencia de que se dispondría de una segunda reflexión hacia el receptor de partículas sólidas que estaría situado en el suelo.

2.6.2. Receptores de irradiación indirecta

Dentro de este conjunto, se engloban dos sistemas: caída libre de partículas en recintos de tubos y fluidización de partículas en tubos. [23]

En el primer sistema, se pretende calentar las partículas con el contacto directo entre los tubos y estas. La diferencia de temperaturas entre las partículas que caen (frías) y los tubos por los que circula el fluido caloportador (caliente), hace que las partículas absorban calor por conducción. La manera en la que se elevan las partículas en este caso sería a través de unos cangilones en cadena que recogerían las partículas en la parte inferior de la estructura y las elevarían hasta la parte superior, donde las dejarían caer para que entren en contacto con los tubos. Se muestra un esquema de la instalación en la figura 27.

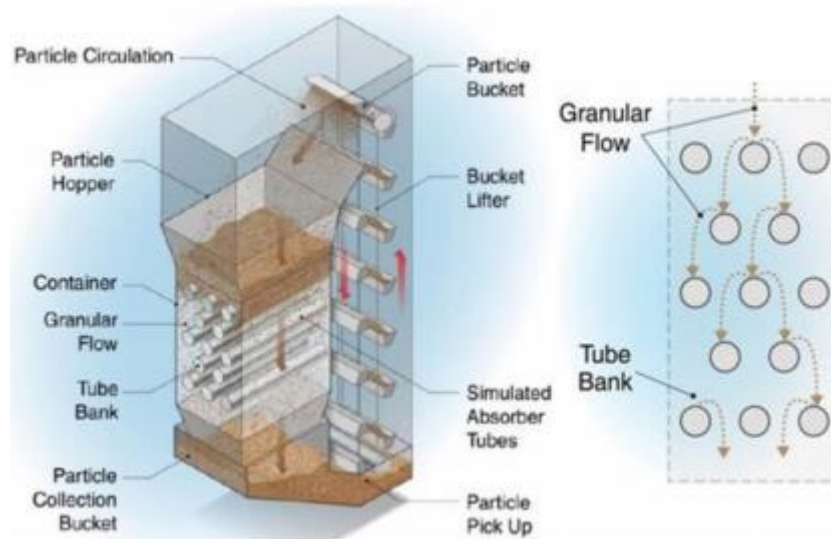


Figura 27. Esquema de la caída libre de partículas en recintos de tubos. [23]

Se trata de un sistema teórico, por lo que no se tienen datos de temperaturas alcanzadas ni rendimientos térmicos de la instalación. Su principal problema reside en los cangilones que elevan las partículas, ya que deben soportar temperaturas elevadas y requiere un severo mantenimiento.

En cuanto a la fluidización de partículas en tubos, guarda cierta similitud con la propuesta anterior. En este caso, en lugar de elevar las partículas y depositarlas por encima de los tubos, se introduce una corriente de aire inferior que hace que las partículas asciendan e intercambien calor por conducción con los tubos por los que circula el fluido caloportador, previamente calentado por radiación solar. En los ensayos de esta tecnología realizados hasta el momento, se han alcanzado temperaturas en torno a los 750 °C, aunque no se han descrito valores en relación con su rendimiento térmico.

2.7. Fundamentos matemáticos del proyecto

Con este apartado se pretende dotar al lector de las ideas básicas a tener en cuenta para el entendimiento del resto de proyecto. Se divide el epígrafe en fundamentos de la hipérbola y polinomio de Zernike.

2.7.1. Fundamentos de la hipérbola

Según Lehman [25], una hipérbola es “*el lugar geométrico de un punto que se mueve en un plano de tal manera que el valor absoluto de la diferencia de sus distancias a dos puntos fijos del plano, llamados focos, es siempre igual a una cantidad constante, positiva y menor que la distancia entre los focos.*”. En definitiva, se trata de una función que proviene del corte de un cono recto a través de un plano (figura 28).

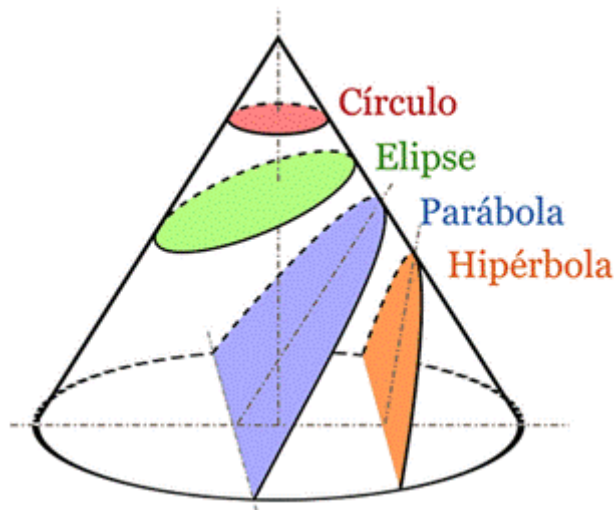


Figura 28. Obtención de hipérbola a partir del corte de un cono recto. [26]

Basándose en la figura 29, se definen a continuación las partes más significativas de la hipérbola [27]:

- Focos: puntos fijos F y F' .
- Vértices: puntos de intersección A y A' de la hipérbola con el eje focal (eje que une ambos focos).
- Distancia focal: segmento que une ambos focos, con longitud igual a $2c$.
- Eje mayor: segmento que une ambos vértices, con longitud igual a $2a$.
- Eje menor: segmento $\overline{BB'}$, con longitud igual a $2b$.

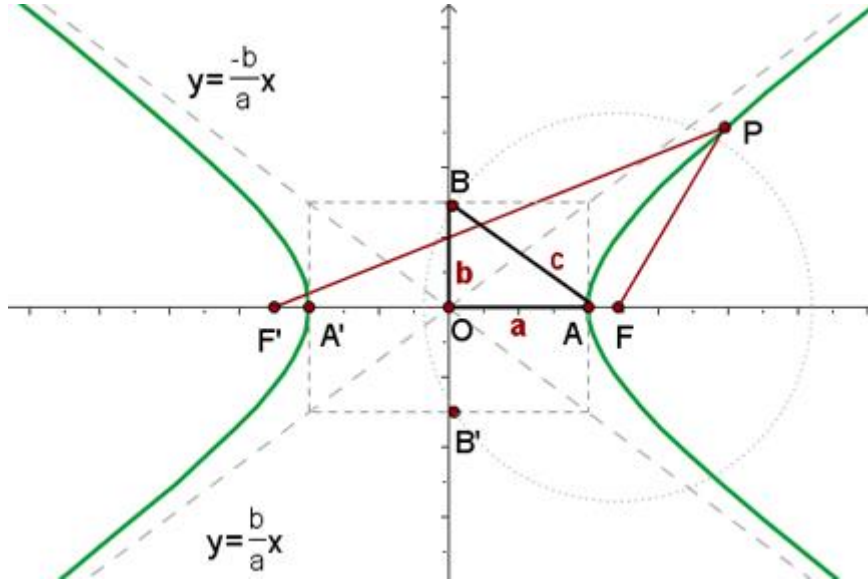


Figura 29. Representación de la hipérbola. [27]

Las hipérbolas verticales, como la que se ha utilizado en este proyecto para dimensionar el segundo reflector, siguen la ecuación presente en 2.

$$\frac{y^2}{a^2} - \frac{x^2}{b^2} = 1 \quad (2)$$

Por último, cabe destacar que la elección de esta función en detrimento de otras se debe a la relación que existe entre sus focos. En un caso ideal, si un rayo solar se dirige hacia el foco superior, se reflejará hacia el foco inferior por esta relación entre ellos. Esta característica es clave para el dimensionamiento de la instalación que se propone en el proyecto.

2.7.2. Polinomios de Zernike

Los polinomios de Zernike son un conjunto infinito de funciones polinómicas, ortogonales en el radio unidad [28]. Al igual que ocurre con la Serie de Taylor, se pueden utilizar los polinomios de Zernike para ajustar cualquier tipo de curva. Para su desarrollo en el caso que nos ocupa, es decir, ajustar una hipérbola, se hace uso de la ecuación 3.

$$z(x, y) = \sum_{i=0}^N \sum_{j=0}^i B_{i,j} \cdot x^j \cdot y^{i-j} \quad (3)$$

Donde N es el orden de desarrollo que se quiera. Cuanto mayor sea este orden, mayor será la ecuación obtenida pero también resultará un ajuste más exacto.

Ha sido necesario recurrir a los polinomios de Zernike para ajustar la hipérbola debido al requerimiento del programa Soltrace, donde no hay opción de introducir esta figura sin ajuste.

2.8. Programa Soltrace

El programa SolTrace es una herramienta desarrollada por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL por sus siglas en inglés) para modelar sistemas de concentración de energía solar (CSP) y analizar su rendimiento óptico. La creación del código surgió de la necesidad de modelar sistemas ópticos solares más complejos que los que podrían modelarse con las herramientas existentes.

El código usa la metodología de seguimiento de rayos Monte-Carlo. El funcionamiento comienza con la selección por parte del usuario de un número de rayos para rastrear. Cada rayo se rastrea a través del sistema al encontrar varias interacciones ópticas. Debido a que reproduce interacciones de fotones reales, el código puede proporcionar resultados precisos para sistemas complejos que no pueden modelarse de otra manera. La precisión aumenta con el número de rayos trazados, pero un mayor número de rayos aumenta el tiempo de procesamiento. Las geometrías complejas también se traducen en mayores tiempos de ejecución.

SolTrace se puede utilizar para modelar sistemas de colectores cilindro-parabólicos, sistemas de lentes Fresnel lineales, geometrías de torres de energía y sistemas ópticos de enfoque puntual (platos y hornos solares). Muestra datos como diagramas de dispersión y mapas de flujo, y puede guardar datos para procesarlos con otro software. También puede modelar geometrías ópticas como una serie de etapas compuestas por cualquier cantidad de elementos ópticos que posean atributos que incluyen la forma, el contorno y la calidad óptica.

3. MÉTODO DE CÁLCULO Y DISEÑO

3.1. Introducción

En este tercer capítulo del proyecto, se explicarán los pasos que se han seguido para la obtención de resultados presentes en el capítulo 4. Se parte de una serie de datos expuestos en los siguientes puntos y se siguen los pasos mostrados a modo de resumen a continuación:

- 1) Definir la posición solar mediante los ángulos solares.
- 2) Determinar la orientación de los heliostatos conocido el punto hacia el que deben apuntar estos.
- 3) Obtener los ángulos con los que los rayos salen reflejados, tanto del primer reflector (heliostato) como del segundo (hipérbola).
- 4) Estudiar para diferentes excentricidades cómo afectan las dimensiones del receptor de partículas al rendimiento de la instalación, obteniendo sus dimensiones óptimas.
- 5) Obtener el rendimiento del campo de heliostatos y la excentricidad óptima de la hipérbola. Estos parámetros se obtienen de forma simultánea debido a que son dependientes entre sí.
- 6) Delimitar las dimensiones de la hipérbola.
- 7) Comprobar los resultados empleando el software Soltrace.

3.2. Ubicación de la central

La central en la que se centrará este trabajo es Puerto Errado 2, situada en el municipio de Calasparra (Murcia). Se trata de una planta con una capacidad de generación de 30 MW [4], debido principalmente a la radiación global media anual de la zona. En la figura 30 se muestra un mapa de la península donde se puede observar dicho valor.



Figura 30. Radiación solar global anual. [30]

En cuanto a las coordenadas de la central, se obtienen las recogidas a continuación:

- Latitud: $38^{\circ}16'42''$ N
- Longitud: $1^{\circ}36'01''$ O

3.3. Datos de partida

Para comenzar el análisis, es necesario conocer algunos parámetros sobre las dimensiones y las distancias entre elementos. Para ello, tomaremos los datos que se muestran en la figura 31 de la Plataforma Solar de Almería (PSA). La utilización de los datos de una central diferente se debe a la predisposición del fabricante a mostrarlos, no siendo así en la central de Puerto Errado. Al tratarse de una central de receptores lineales de tipo Fresnel en una zona de características similares, se dan por válidas las dimensiones.

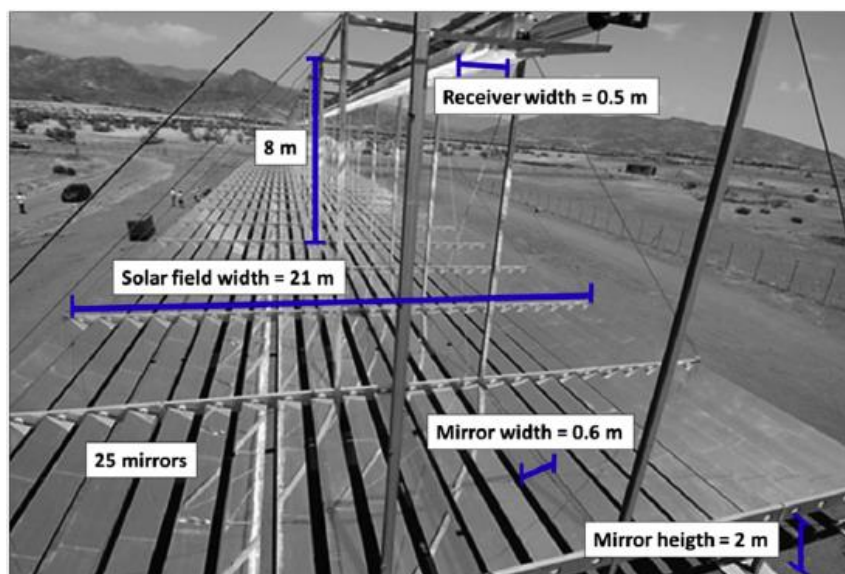


Figura 31. Dimensiones de la instalación. [31]

En este trabajo de fin de grado, se han considerado las dimensiones recogidas en la tabla 3 basándose en las propuestas en la ilustración anterior.

Tabla 3. Dimensiones del caso de estudio

Ancho del campo de heliostatos (m)	21
Número de espejos	24
Altura del centro del espejo (m)	2
Altura del foco del segundo reflector (m)	10
Ancho del espejo (m)	0,6
Separación entre centro de espejos (m)	0,84

3.4. Cálculos ópticos

Para un dimensionamiento adecuado del campo de heliostatos, es necesario conocer una serie de ángulos solares y de reflexión. En este apartado serán definidos estos ángulos y la forma de obtenerlos.

3.4.1. Ángulos ópticos

Para conocer la colocación óptima de los espejos, es necesario conocer la posición del sol a través de diferentes ángulos. Se pueden clasificar estos en ángulos Tierra-Sol y ángulos Observador-Sol [32]. El primer grupo contiene al ángulo horario, la declinación y la latitud, mientras que en el segundo grupo se encuentran los ángulos de altitud solar, cenital y acimut. Se pueden observar los ángulos del segundo grupo en la figura 32.

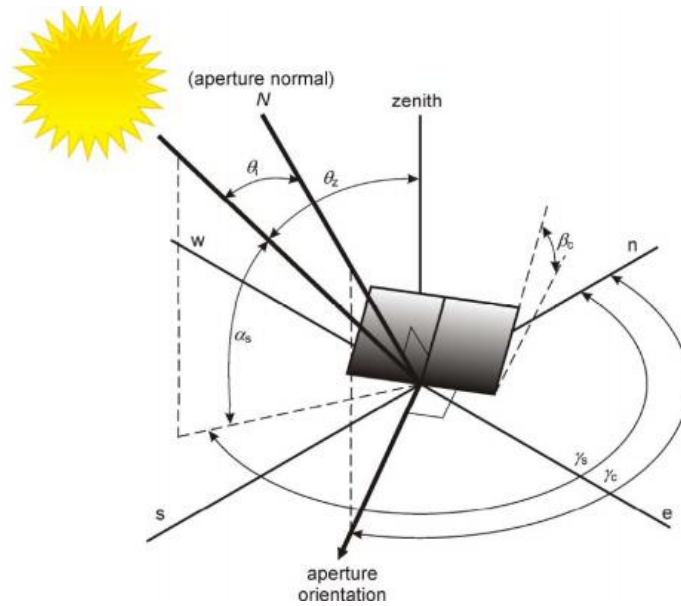


Figura 32. Esquema de ángulos observador-Sol. [33]

3.4.1.1. Ángulo horario

Es el ángulo definido por dos planos que contengan al eje de la Tierra, pasando uno de ellos por el Sol. En definitiva, se trata del ángulo con el que avanza el sol respecto al mediodía solar, donde es nulo. Queda definido con la ecuación 4 y se puede observar su variación en la figura 33.

$$w = 15 \cdot (t_s - 12) \quad (4)$$

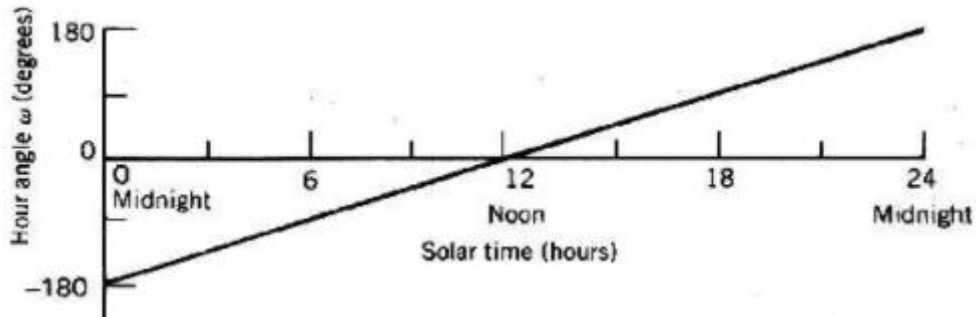


Figura 33. Variación del ángulo horario. [32]

3.4.1.2. Declinación

Es el ángulo formado entre los rayos del sol y el plano ecuatorial, ya que la Tierra se encuentra inclinada un ángulo de $23,45^\circ$. Por otro lado, debido a este ángulo existen las diferentes estaciones del año. Queda definido con la ecuación 5 y se puede observar su variación en la figura 34.

$$\delta(n) = 23,45 \cdot \sin\left(\frac{360}{365} \cdot (284 + n)\right) \quad (5)$$

Donde n es el día del año.

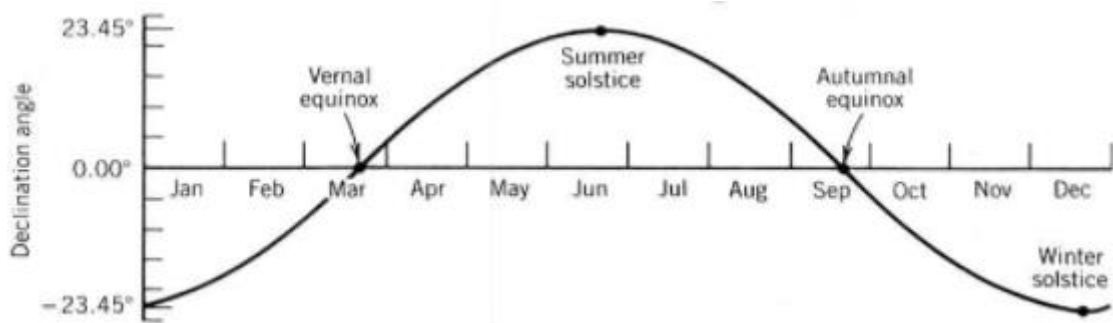


Figura 34. Variación del ángulo de declinación. [32]

3.4.1.3. Latitud

Este ángulo define la posición en la Tierra de la central del caso a estudiar. Se define como la distancia que existe entre el punto a medir y el paralelo a la línea del ecuador en unidades angulares.

Como se ha apuntado con anterioridad, la latitud del caso de este trabajo será:

$$\emptyset = 38.287775^\circ$$

3.4.1.4. Ángulo cenital

Es el ángulo formado por el rayo proveniente del sol y el zenit, es decir, la línea vertical al observador. Se define mediante la expresión 6.

$$\theta_z = \text{acos}(\cos(\delta) \cdot \cos(\emptyset) \cdot \cos(w) + \sin(\delta) \cdot \sin(\emptyset)) \quad (6)$$

3.4.1.5. Ángulo acimutal

Se define como el ángulo que forma la proyección horizontal del rayo del sol respecto a la línea Norte-Sur, siendo positivo en el cuadrante Norte-Oeste. Se define mediante la expresión 7.

$$\hat{A}_{w<0} = \text{acos}\left(\frac{\sin(\delta) \cdot \cos(\emptyset) - \cos(\delta) \cdot \cos(w) \cdot \sin(\emptyset)}{\cos(\theta_z)}\right) \quad (7)$$

Esta expresión es válida para instantes en los que w es menor o igual que 0, es decir, entre el amanecer y las 12 horas solares. Si dicho ángulo es positivo, el ángulo \hat{A} queda definido por la expresión 8.

$$\hat{A}_{w>0} = 360 - \hat{A}_{w<0} \quad (8)$$

3.4.1.6. Simplificación del modelo y ángulo transversal

Con el objetivo de disminuir el número de cálculos y poder hacer una estimación de la distribución de energía en los espejos, se ha simplificado el modelo del estudio. Esta simplificación consiste en estudiar el modelo en 2D en lugar de en 3D.

Para transformar el modelo en 3D visto en la figura 32 en un modelo 2D, será necesario definir el ángulo transversal. Este ángulo será el existente entre el zenit y la proyección del rayo solar sobre el plano Sur-Zenit. Se puede observar un esquema en la figura 35.

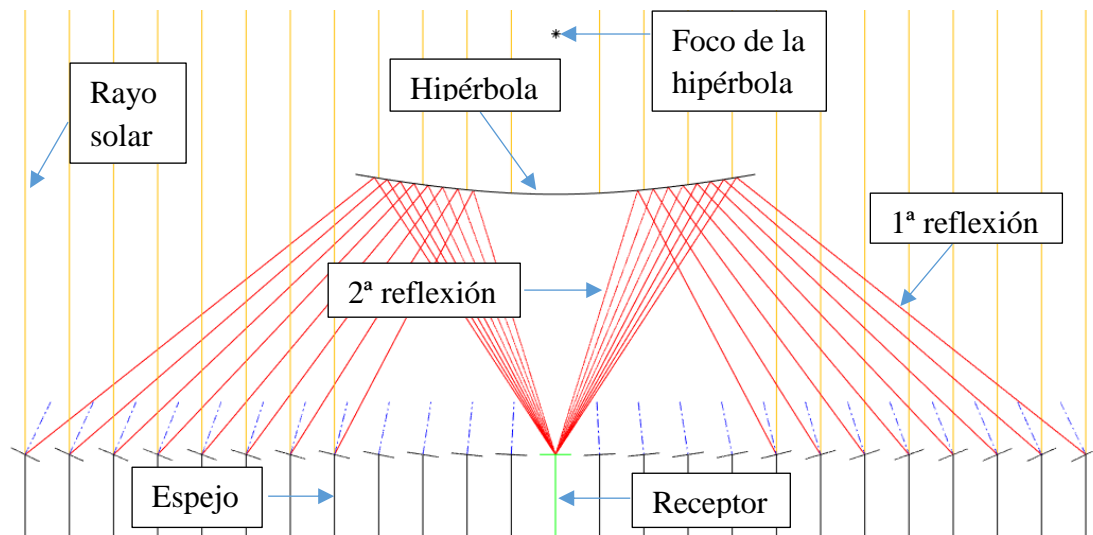


Figura 36. Elementos de la instalación. Fuente: propia

3.4.3. Ángulos de espejos

Para la obtención del ángulo de inclinación de los espejos, es necesario hacer uso de una condición inicial que relacione un punto de impacto en el espejo con el foco de la hipérbola. En el caso del estudio, se ha decidido utilizar el punto central del espejo como condición de partida. Esta idea hace que sea sencillo conocer el ángulo con el que debe estar inclinado el espejo, ya que se puede conocer la normal al espejo (necesaria para calcular el ángulo con el que se refleja el rayo) y por lo tanto la posición de este. Se puede observar la condición inicial en la figura 37.

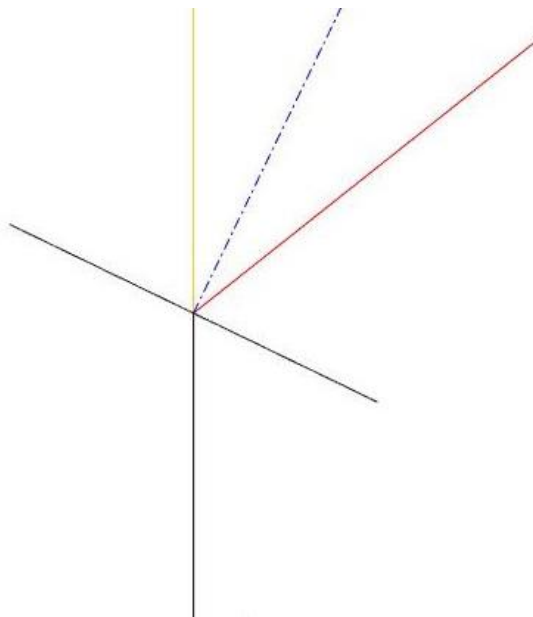


Figura 37. Espejo de la instalación. Fuente: propia

3.4.4. Ángulos de rayos reflectados

En este apartado se detallará el modo en el que se han obtenido los ángulos reflectados. Existen dos reflexiones, la primera del rayo procedente del sol que impacta en el espejo y la segunda en la hipérbola procedente de esta primera reflexión. Se estudian en detalle a continuación.

Para estudiar cómo se refleja el primer rayo en el espejo, es necesario conocer la recta normal al espejo ya que el ángulo de reflexión está directamente relacionado con este. Cuando el rayo impacta en el espejo, este se refleja con el mismo ángulo respecto a la normal que en el momento del impacto. Se puede observar esta reflexión en la figura 37 mostrada anteriormente. Para obtener la recta normal, basta con conocer la inclinación del espejo y sumarle 90° .

Una vez obtenido el ángulo con el que se refleja un rayo de sol, el resto de los rayos seguirán la misma pendiente y sólo variará el punto de impacto en el espejo, tal y como se observa en la figura 38.

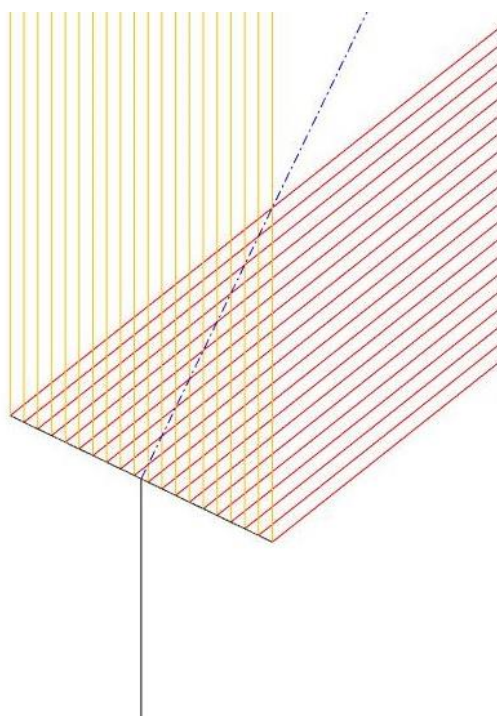


Figura 38. Reflexión de 20 rayos en el espejo. Fuente: propia

En cuanto a la segunda reflexión, se encuentra una analogía con la primera con la diferencia de que la obtención de la recta normal no es tan sencilla. Para su obtención, será necesario derivar la hipérbola en el punto de impacto del rayo para hallar la pendiente de la recta tangente a dicho punto, tal y como se ve en la expresión 10. Una vez se tenga esta recta, se puede obtener la pendiente de la recta normal a la hipérbola en el punto de impacto del rayo procedente del espejo con la expresión 11.

$$m_{hiperbola} = \frac{d}{dx} \left(a \cdot \sqrt{1 + \frac{x^2}{b^2}} + y_0 \right) \quad (10)$$

$$m_{normal}(x = x_{impacto}) = -\frac{1}{m_{hiperbola}} \quad (11)$$

Una vez obtenido el valor de esta pendiente, se puede hallar el ángulo de reflexión del rayo de la hipérbola hacia el receptor.

3.4.5. Rendimiento de la instalación

Para conocer el rendimiento de la instalación, será necesario calcular el número de rayos que llegan al receptor de partículas tras la doble reflexión. Concretamente, se calculará el número de rayos que llegan al receptor después del impacto en cada espejo y se realizará el promedio para obtener un valor de rendimiento.

Es importante destacar que para la realización de este apartado no se han tenido en cuenta efectos que produce la suciedad o la atmosfera sobre la instalación. Por simplicidad, se han tomado estos rendimientos con valor igual a la unidad.

3.5. Cálculos geométricos

En este apartado se presentarán los cálculos seguidos para la obtención de las medidas del segundo reflector, es decir, la hipérbola. Además, también se explicará el dimensionamiento del receptor de partículas sólidas.

3.5.1. Dimensionamiento de la hipérbola

Una vez conocidos los ángulos solares y de los espejos, se pueden determinar las dimensiones de la hipérbola presentada en la figura 39.

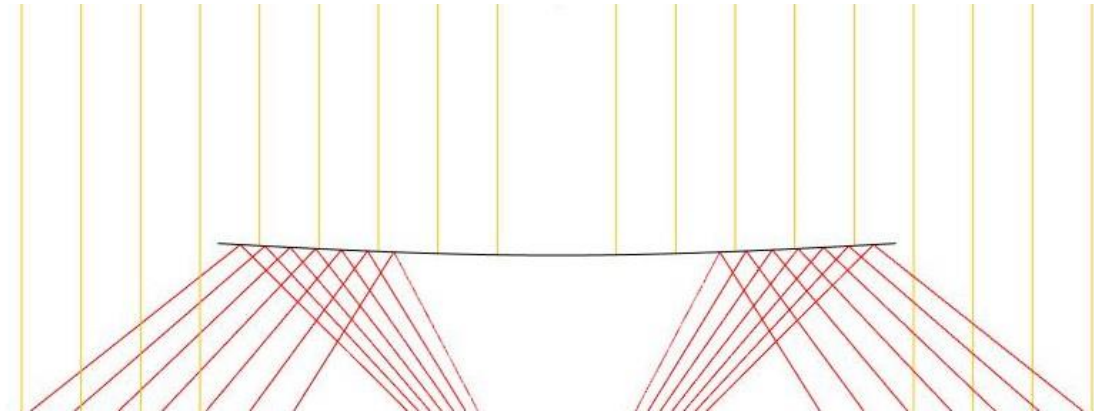


Figura 39. Hipérbola de la instalación. Fuente: propia

3.5.1.1. Hipótesis de cálculo seguidas

Para el dimensionamiento del segundo reflector, se han seguido dos hipótesis: la altura del receptor de partículas no varía respecto a los espejos y la altura del foco de la hipérbola será la misma que la altura a la que se encontraba el tubo receptor del modelo de central original.

Respecto a la primera hipótesis, una altura estándar en el campo de heliostatos ayuda a reducir la carga de cálculos necesaria para la obtención de los resultados del trabajo. Además, se trata de una hipótesis realista porque al ser el receptor de partículas un elemento pesado, no sería necesario realizar un soporte de mayor resistencia.

En cuanto a la segunda hipótesis, al ser la altura del foco F1 un valor conocido al igual que el foco F2 (altura del receptor de partículas), se puede hacer uso del parámetro de la excentricidad de la hipérbola para dimensionarla, expresión mostrada en la ecuación 12.

$$e = \frac{c}{a} \quad (12)$$

Por otro lado, se conoce las expresiones mostradas en las ecuaciones 13 y 14 que relacionan los focos de la hipérbola con parámetros geométricos de esta.

$$F_1 = y_0 + c \quad (13)$$

$$F_2 = y_0 - c \quad (14)$$

Si se despeja y_0 de la ecuación 14 y se introduce en la ecuación 13, se obtiene la expresión 15 que se muestra a continuación.

$$F_1 = F_2 + 2c \quad (15)$$

Despejando el valor de c de la ecuación 15 e introduciéndolo en la ecuación 12, se obtiene la expresión 16 mostrada a continuación.

$$e = \frac{F_1 - F_2}{2a} \quad (16)$$

Con la expresión 16 se tiene una relación entre la excentricidad y el semieje mayor de la hipérbola, por lo que bastaría con introducir un valor de a cualquiera y tener unas dimensiones de la hipérbola que cumpliesen los requisitos necesarios. Las dimensiones definitivas se obtendrán con el proceso iterativo mostrado en el punto 3.5.1.3 del trabajo.

3.5.1.2. Limitación de las dimensiones de la hipérbola

En este apartado se tratará la forma en la que se ha decidido limitar las dimensiones de la hipérbola. Para explicar cómo se han limitado estos valores, es necesario explicar las diferentes teorías que existen respecto al impacto de los rayos solares en los espejos:

- Impacto en espejo directo: en este caso se sigue la hipótesis de que todos los rayos que impactan en el espejo lo hacen con la misma inclinación y, por lo tanto, salen reflectados con el mismo ángulo respecto a la normal. Es una forma simplificada que obvia parámetros importantes como la apertura solar. Se puede observar este tipo de impacto en la figura 40.

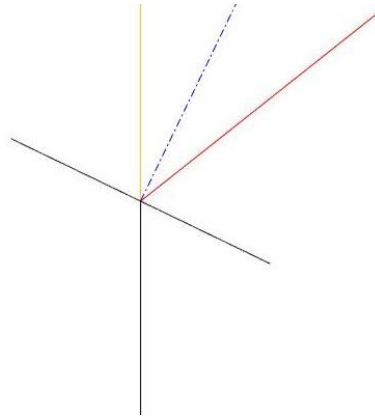


Figura 40. Impacto en el espejo directo. Fuente: propia

- Impacto en espejo según apertura solar: en este segundo caso se sigue la hipótesis de que los rayos impactan en los espejos según un ángulo de apertura solar cifrado en $32''$, por lo que se reflejan con este mismo ángulo hacia la hipérbola. Esta teoría de impacto es más realista que la anterior, aunque también tiene un nivel de dificultad mayor. Se puede observar este tipo de impacto en la figura 41.

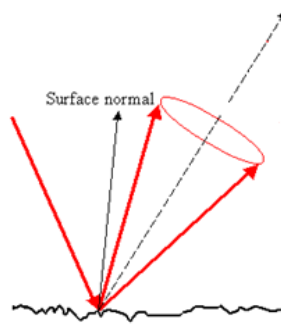


Figura 41. Impacto según apertura solar. Fuente: Soltrace

- Impacto en espejo según DNI: en el último caso se sigue la hipótesis de que los ángulos impactan según una distribución normal igual a la hallada en la irradiancia normal directa (DNI por sus siglas en inglés). Es la teoría de impacto más realista, aunque requiere cálculos más complejos que las teorías anteriores. Se puede observar este tipo de impacto en la figura 42, donde la zona del espejo que recibe más impactos es la que se corresponde a la zona donde se encuentra el máximo de la curva dibujada sobre él.

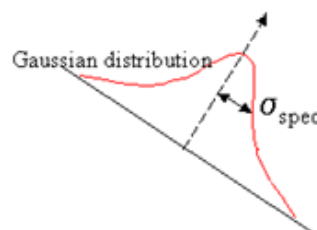


Figura 42. Impacto en espejo según DNI. Fuente: Soltrace

En el caso de este trabajo, se ha decidido elegir la teoría de impacto en el espejo de forma directa por simplicidad.

Una vez explicada la hipótesis de impacto que se va a utilizar, se procede a explicar la forma en la que se ha limitado la hipérbola. Para minimizar las dimensiones lo máximo posible, se ha decidido limitar la hipérbola según el primer rayo que impacte en el receptor de partículas procedente del espejo más alejado de este, ya que es el espejo que se encuentra en peores condiciones. Es una hipótesis pensada para el mediodía solar, donde se dan los máximos valores de radiación solar.

3.5.1.3. Método iterativo del dimensionamiento de la hipérbola

Para definir las dimensiones finales de la hipérbola, se ha seguido un método iterativo basado en el rendimiento del campo de heliostatos. Se ha buscado la utilización del mínimo material posible para mantener el rendimiento máximo. En la figura 43 se observa un diagrama del procedimiento y tras ella se procede a su explicación.

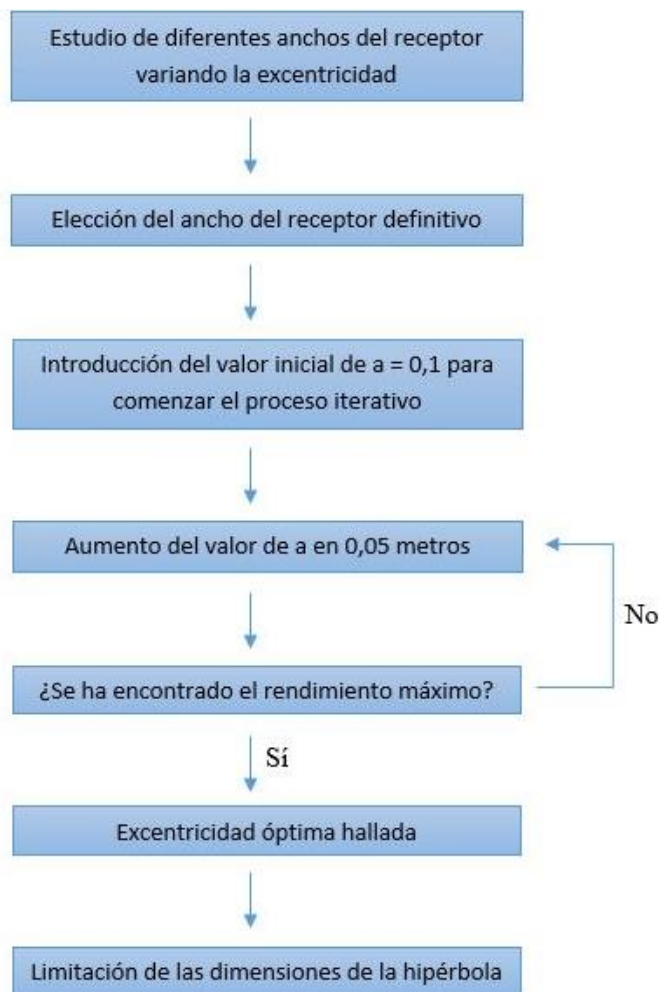


Figura 43. Diagrama de flujo del dimensionamiento de la hipérbola. Fuente: propia

El primer paso será la elección del ancho del receptor de partículas óptimo tras la realización de un estudio en el que se varía la excentricidad de la hipérbola. Al variar la excentricidad para diferentes valores de ancho del receptor, se obtiene la gráfica mostrada con anterioridad en la que se observaban diferentes rendimientos según el ancho y la excentricidad de la hipérbola. Para elegir el ancho del receptor de partículas óptimo, basta con ver con que valor se obtiene el máximo rendimiento.

A continuación, comienza el proceso con un primer valor del semieje mayor pequeño, en este caso 0,1. La razón de utilizar un valor pequeño está relacionada con el deseo de obtener una excentricidad lo más grande posible, ya que cuanto mayor sea esta, más plana será la hipérbola y, por lo tanto, mayor será el rendimiento de la instalación. Este factor de excentricidad elevada se ve limitado por la sombra producida por la hipérbola a las 12 hora solar, ya que cuantos más espejos estén tapados, menor será el rendimiento de la instalación. Hay que encontrar pues, el punto de diseño óptimo entre excentricidad y sombra.

Tras el primer cálculo con el valor de a anteriormente mencionado, se guarda el valor del rendimiento obtenido y se aumenta en 0,05 el valor del semieje mayor. Se procede de nuevo a guardar el valor del rendimiento y se vuelve a sumar 0,05 al semieje mayor hasta que el rendimiento obtenido sea menor que el guardado en la iteración anterior. De esta manera, se habrá determinado el máximo rendimiento de la instalación, por lo que no sería necesario seguir aumentando el valor del semieje mayor en un rango tan pequeño. En el caso del presente trabajo, se ha decidido conocer el resto de datos hasta que la excentricidad llegue a su límite teórico.

En cuanto a los límites de la hipérbola, se ha optado por definirlos de manera que se vean limitados por el último rayo reflectado sobre el receptor de partículas. Cuando un rayo impacte en un espejo y salga reflectado sobre la hipérbola, impacta en esta para realizar una segunda reflexión hacia el receptor. Es en este punto donde se analiza si el rayo reflectado en el receptor ha impactado en este o si, por el contrario, ha impactado en el suelo. Los límites de la hipérbola vendrán determinados por el primer rayo que impacte en el receptor de partículas procedente del espejo más alejado de la instalación, al ser este el espejo que se encuentra en peores condiciones.

3.6. Potencia de la instalación

Una vez obtenido el rendimiento de la instalación, se procede al estudio de la potencia que se puede conseguir con esta. Para ello, se hará uso de la ecuación 17.

$$\dot{Q}_{in} = DNI \cdot \eta_{opt} \cdot N_{espejos} \cdot A_{espejo} \quad (17)$$

En este proyecto, se utilizará un valor de DNI igual a 1000 W/m^2 y el área de los espejos será igual a $0,6 \text{ m}^2$.

3.7. Estudio del caso real

Tras obtener el dimensionamiento del campo mediante las simplificaciones anteriormente mencionadas, se procede a comprobar la diferencia con un caso real. Para poder comparar ambos modelos, se recurre al software Soltrace desarrollado por NREL. El software utiliza una distribución solar de los rayos en los espejos siguiendo el método de Montecarlo, por lo que se añade la aleatoriedad del caso real al campo que se ha dimensionado.

Para obtener el rendimiento de la instalación y poder compararlo con el obtenido en el modelo simplificado, será necesario calcular el rendimiento de la misma forma, es decir, dividir el número de rayos que impactan en el receptor entre el número de rayos que impactan en los espejos. Por defecto, el programa solo tiene en cuenta los espejos en los que impactan rayos, ignorando los espejos que son tapados por la hipérbola. Si no se tienen en cuenta estos espejos tapados, el rendimiento de la instalación obtenido será un rendimiento medio de los espejos visibles. Por esta razón, será necesario hacer uso de la ecuación 18 para obtener un rendimiento que se pueda comparar con el obtenido en el modelo simplificado.

$$\eta_{opt} = \frac{N_{esp,visibles}}{N_{esp,total}} \cdot \eta_{medio} \quad (18)$$

Además de obtener el rendimiento de la instalación y compararlo con el caso simplificado, el software nos muestra la distribución de energía en los elementos del campo, por lo que es útil a la hora de saber la forma en la que se distribuye la energía en el receptor de partículas. Este dato facilitaría un dimensionamiento más realista de la instalación, que permitiría ahorrar costes y aumentar el rendimiento de esta.

4. RESULTADOS OBTENIDOS

4.1. Ángulos Tierra-Sol

En este apartado se recogen los ángulos calculados haciendo uso de las ecuaciones mostradas en el apartado de metodología. Cabe destacar que dichos ángulos han sido calculados para un día y hora determinados, concretamente para el 20 de marzo a las 12 del mediodía solar. Se ha elegido esta fecha, equinoccio de primavera, por ser un día característico del calendario, aunque se puede calcular para cualquier día del año. Otras fechas características del año son el solsticio de verano (21 de junio), equinoccio de otoño (23 de septiembre) y solsticio de invierno (21 de diciembre). Se pueden observar los ángulos en la tabla 4.

Tabla 4. Ángulos Tierra-Sol

Ángulo de declinación (δ)	0 [°]
Ángulo horario (ω)	0 [°]
Latitud (Φ)	38,29 [°]

4.2. Ángulos observador-Sol

De forma análoga al apartado anterior, se muestran en la tabla 5 los ángulos calculados.

Tabla 5. Ángulos observador-Sol

Ángulo de altitud solar (α)	51,71 [°]
Ángulo azimut solar (γ)	180 [°]
Ángulo transversal (θ)	0 [°]

4.3. Ángulos de espejos

Al tratarse de una instalación simétrica respecto al receptor de partículas ubicado en el centro, basta con dar el ángulo de 12 espejos para conocer todos. En la figura 44 se muestra un esquema con la numeración que se ha designado a cada espejo y también

algunos parámetros característicos de la instalación para ayudar al lector. Además, en la tabla 6 se recogen los ángulos obtenidos.

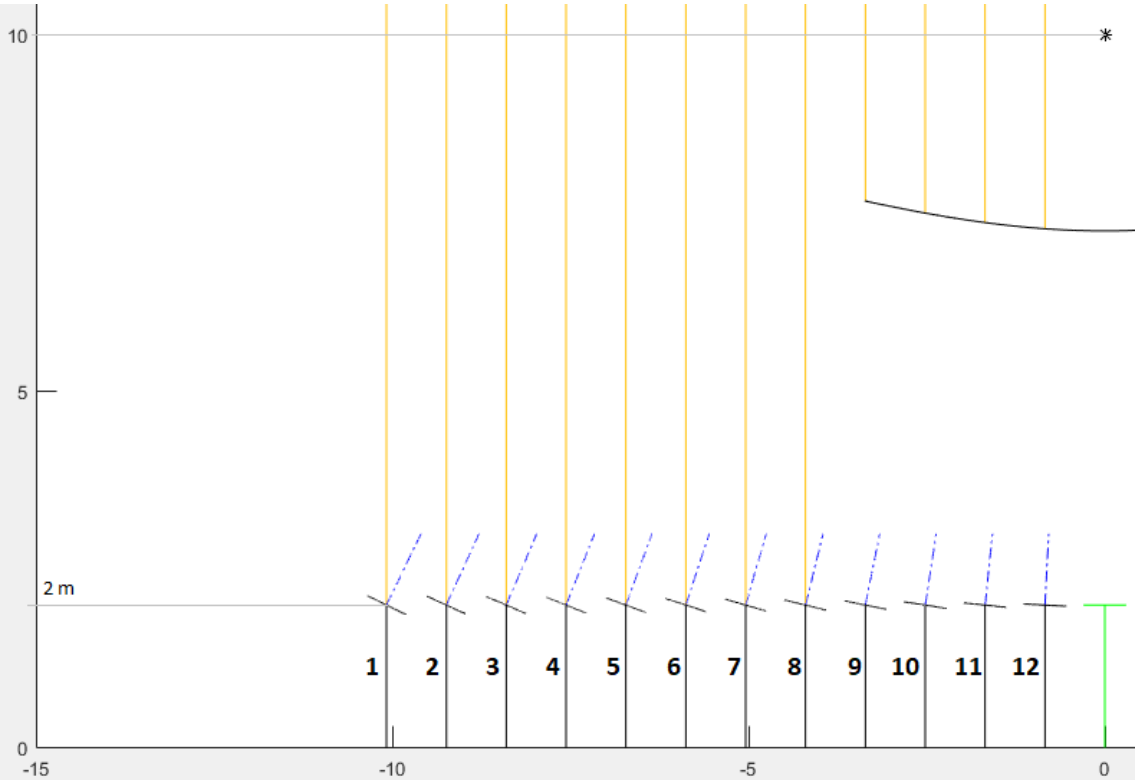


Figura 44. Esquema de numeración de espejos. Fuente: propia

Tabla 6. Ángulos de los espejos de la instalación

Número del espejo	Ángulo del espejo [°]	Número del espejo	Ángulo del espejo [°]
1	-25,7813	7	-16,1055
2	-24,5570	8	-13,8497
3	-23,1986	9	-
4	-21,6901	10	-
5	-20,0151	11	-
6	-18,1579	12	-

Esta numeración se seguirá usando en los próximos apartados, donde se recogen los ángulos tras este primer impacto.

Por último, cabe destacar que los ángulos de los espejos 9, 10, 11 y 12 no se indican en la tabla porque son eclipsados por la hipérbola.

4.4. Ángulos de rayos tras la 1ª reflexión

Haciendo uso de un modelo simplificado, en el caso del trabajo presente se estudian los ángulos de los espejos suponiendo que impactan con el mismo ángulo desde el sol. Con esta simplificación, todos los ángulos reflejados en el mismo espejo serán iguales.

En la figura 45 se muestran los rayos tras la reflexión en el espejo. Es importante destacar que se ha decidido mostrar el impacto de un solo rayo en cada espejo para facilitar el entendimiento de la figura.

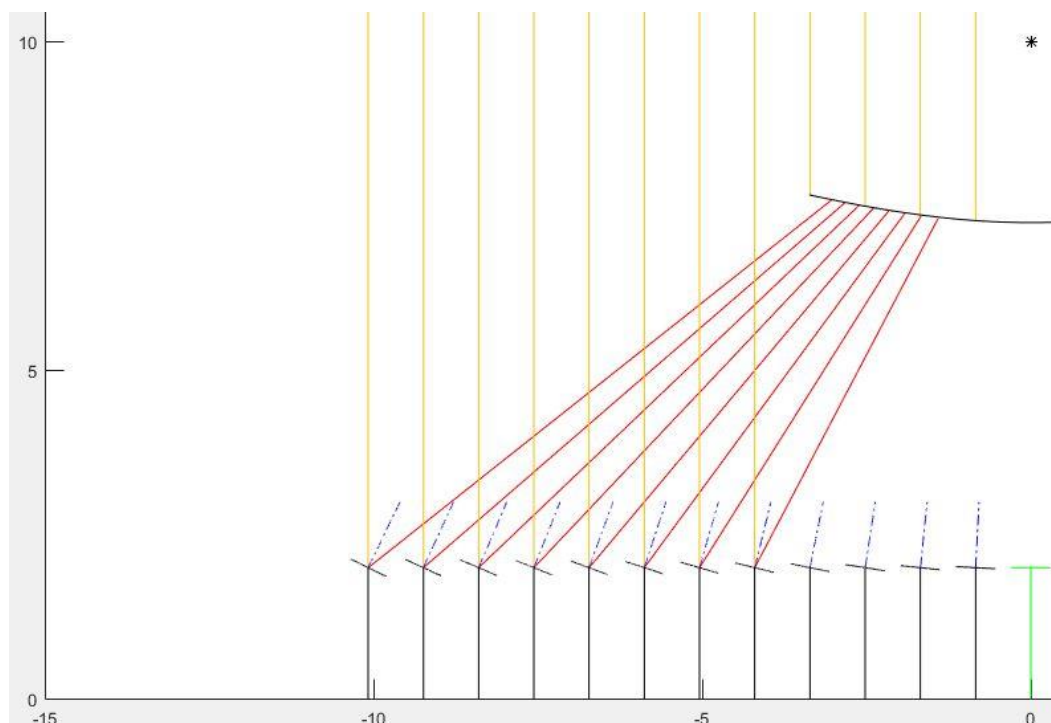


Figura 45. Esquema de rayos tras el primer impacto. Fuente: propia

Al igual que en el apartado anterior, se adjuntan en la tabla 7 los ángulos calculados tras la primera reflexión. Para la obtención de estos resultados, se han seguido las explicaciones descritas en el apartado 3.4.4 de este trabajo.

Tabla 7. Ángulos de los rayos tras la primera reflexión

Número del espejo	Ángulo 1ª reflexión [°]	Número del espejo	Ángulo 1ª reflexión [°]
1	38,4373	7	57,7891
2	40,8860	8	62,3005
3	43,6028	9	-
4	46,6198	10	-
5	49,9697	11	-
6	53,6841	12	-

4.5. Ángulos de rayos tras la 2ª reflexión

Tras la obtención de los ángulos tras la primera reflexión, se procede al cálculo de los ángulos tras la segunda. En este caso, los ángulos no serán iguales ya que dependen del punto de impacto en el segundo reflector, siendo este una hipérbola. Por esta razón, se decide mostrar en la figura 46 los ángulos de los rayos procedentes del centro geométrico de cada espejo para que se puedan apreciar la disparidad de ángulos obtenidos.

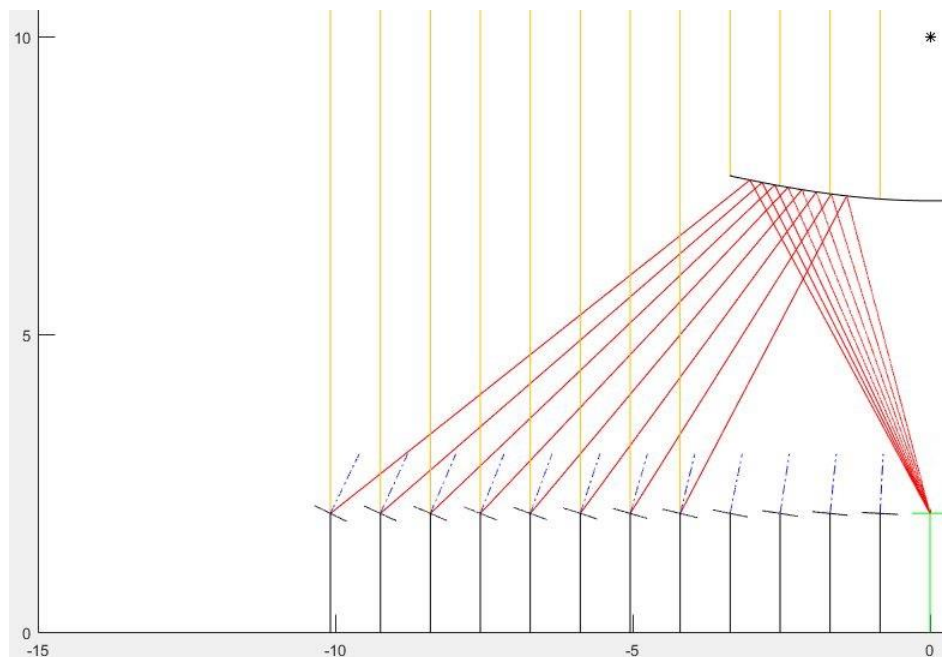


Figura 46. Esquema de rayos tras el segundo impacto. Fuente: propia

Siguiendo las explicaciones mostradas en el apartado 3.4.4 del presente trabajo, se muestran los resultados obtenidos en la tabla 8.

Tabla 8. Ángulos de los rayos tras la segunda reflexión

Número del espejo	Ángulo 2ª reflexión [°]	Número del espejo	Ángulo 2ª reflexión [°]
1	-61,6032	7	-72,7991
2	-63,0797	8	-75,2828
3	-64,6949	9	-
4	-66,4622	10	-
5	-68,3947	11	-
6	-70,5042	12	-

4.6. Análisis de sensibilidad

Para determinar de forma precisa el rendimiento del campo solar, se procede a realizar un análisis de sensibilidad en el número de rayos que impactan en el espejo. Es obvio pensar que cuanto mayor sea el número de impactos, más preciso será el modelo. El inconveniente de que impacten un gran número de rayos es el tiempo de procesamiento del código para obtener el rendimiento de la instalación, siendo superior cuanto mayor es el número de impactos. Por esta razón, es necesario realizar este análisis y observar en qué punto se estabiliza la solución.

Para la realización del análisis propuesto en la figura 47, se han utilizado unas medidas de la hipérbola aleatorias, concretamente se ha realizado con una excentricidad de $e = 4$ y un ancho del receptor de partículas igual al de un espejo, para obtener el número de divisiones adecuado.

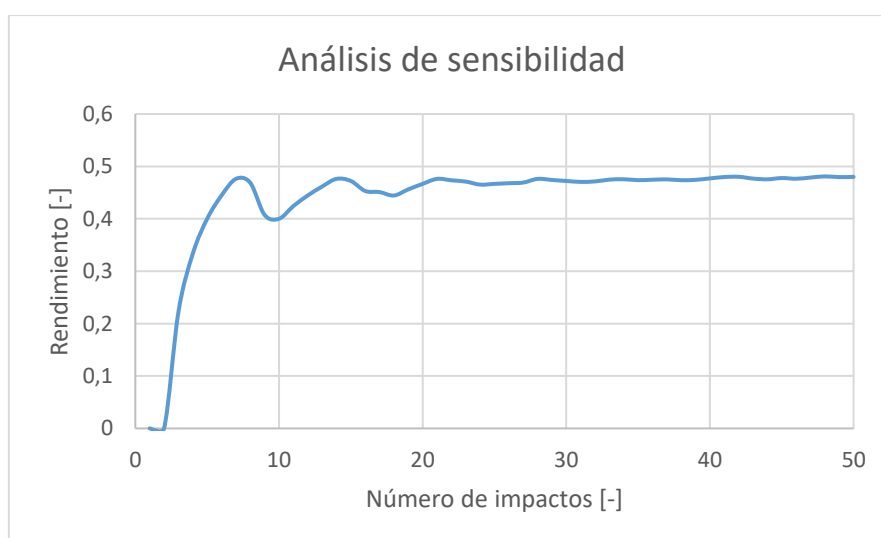


Figura 47. Análisis de sensibilidad del número de impactos. Fuente: propia

Se puede observar que entre 25 y 30 impactos el sistema se estabiliza, por lo que se ha decidido utilizar para el cálculo del rendimiento de la instalación el impacto de 28 rayos en cada espejo.

4.7. Dimensionamiento del receptor

En este apartado se quiere obtener el ancho del receptor óptimo para obtener el máximo rendimiento posible. Es una aproximación al procedimiento de obtención de este parámetro, ya que no se tienen en cuenta las sombras y otros factores que no se estudian en este trabajo. Se muestra la gráfica obtenida en la figura 48.

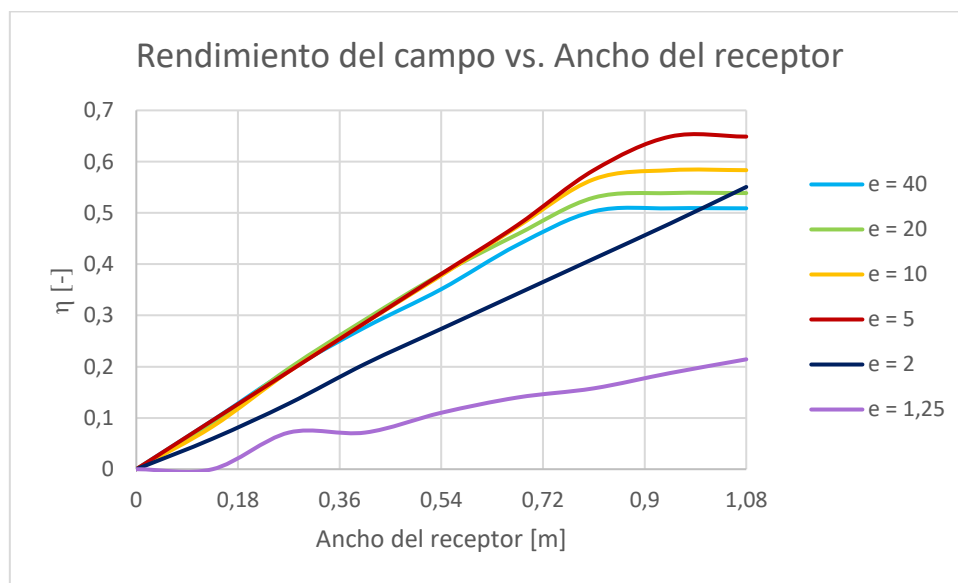


Figura 48. Dimensionamiento del receptor. Fuente: propia

En la anterior figura se observa el rendimiento de instalaciones con diferentes excentricidades en la hipérbola. En este análisis se ha cambiado el ancho del receptor para observar el efecto que tiene sobre el rendimiento del campo solar. Tras el análisis, se ha decidido fijar el ancho del receptor en 1,08 metros debido a que en este punto se encuentra el rendimiento máximo de todas las instalaciones estudiadas.

4.8. Rendimiento de la instalación

Para llegar a esta solución, se ha tenido que realizar un proceso iterativo variando el parámetro a de la hipérbola y, por lo tanto, cambiando el valor de su excentricidad. Se ha obtenido la gráfica mostrada en la figura 49, donde se observa la manera en la que varía el rendimiento.

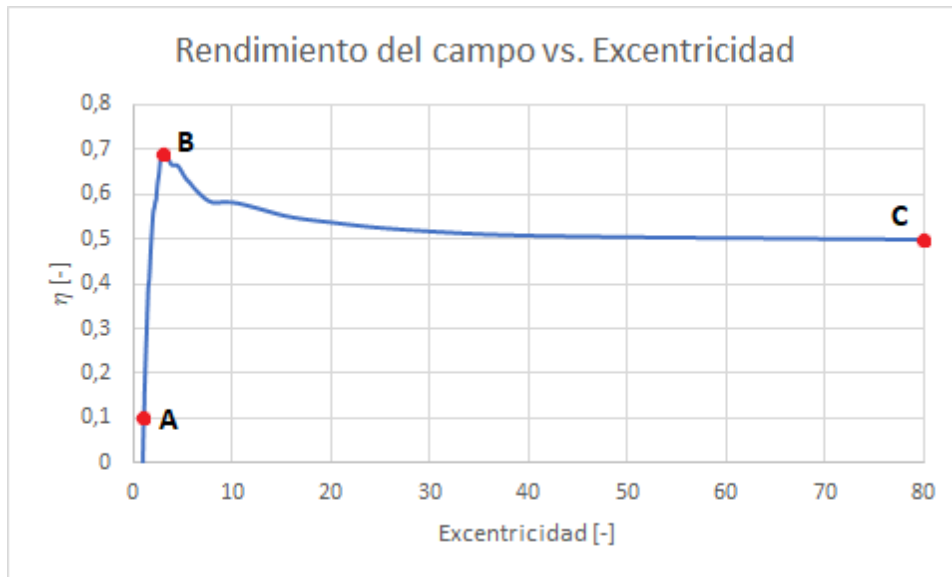


Figura 49. Rendimiento del campo en función de la excentricidad. Fuente: propia

El máximo rendimiento de la instalación se da cuando la excentricidad es igual a 3,2 (en el punto B) y su valor es:

$$\eta = 0,69$$

En esta gráfica se puede observar el comportamiento del rendimiento en los casos extremos, marcados como A y C. Con una excentricidad muy grande, en el punto C de la gráfica anterior, la hipérbola sería similar a una placa plana (figura 50). Esta forma haría que el rendimiento se mantuviese estable en 0,5 sin importar el gran valor de su excentricidad.

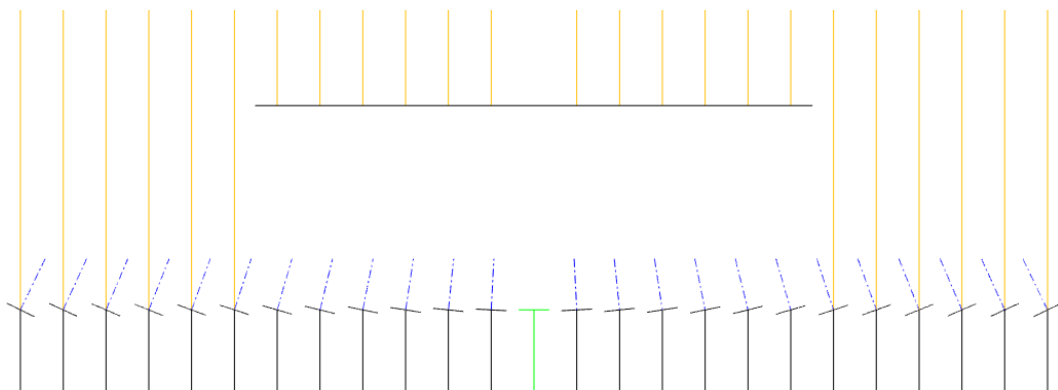


Figura 50. Hipérbola tiene excentricidad elevada. Fuente: propia

Por otro lado, en el caso en el que la excentricidad es próxima a 1, en el punto A de la gráfica anterior, la hipérbola tendría una forma alargada. En la figura 51 se muestra el esquema de una hipérbola con una excentricidad cercana a su valor mínimo. Esta forma

haría que el rendimiento fuese nulo debido a que los rayos que impactan en la hipérbola saldrían hacia los laterales en lugar de hacia el suelo.

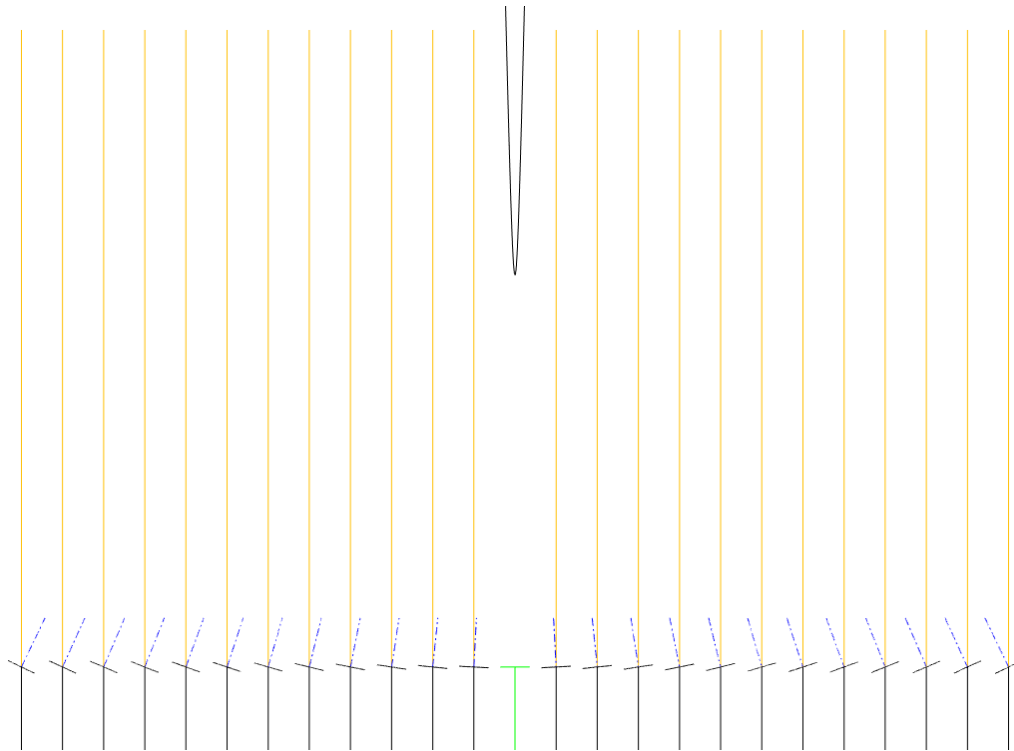


Figura 51. Hipérbola tiene excentricidad próxima a 1. Fuente: propia

4.9. Dimensiones óptimas de la hipérbola

Para obtener las dimensiones óptimas de la hipérbola, es necesario realizar la iteración detallada en el apartado de metodología hasta obtener el mayor rendimiento de la instalación posible. En resumen, debemos obtener en primer lugar un valor de longitud óptimo del receptor de partículas, para lo cual hay que analizar con que longitud se encuentra el punto de máximo rendimiento. Tras este paso, se obtiene la gráfica Rendimiento-Excentricidad, donde se determina el rendimiento máximo para una excentricidad determinada. Esta gráfica se realiza con el programa Matlab, debido a que exige un número elevado de repeticiones para obtener los datos necesarios.

Tras realizar este proceso, se obtiene que las dimensiones de la hipérbola son las reflejadas en la tabla 9. En la figura 52 se muestra un esquema con las dimensiones.

Tabla 9. Dimensiones de la hipérbola

e	3,2 [-]
a	1,25 [m]
b	3,8 [m]
Límite de la hipérbola	3,8 [m]

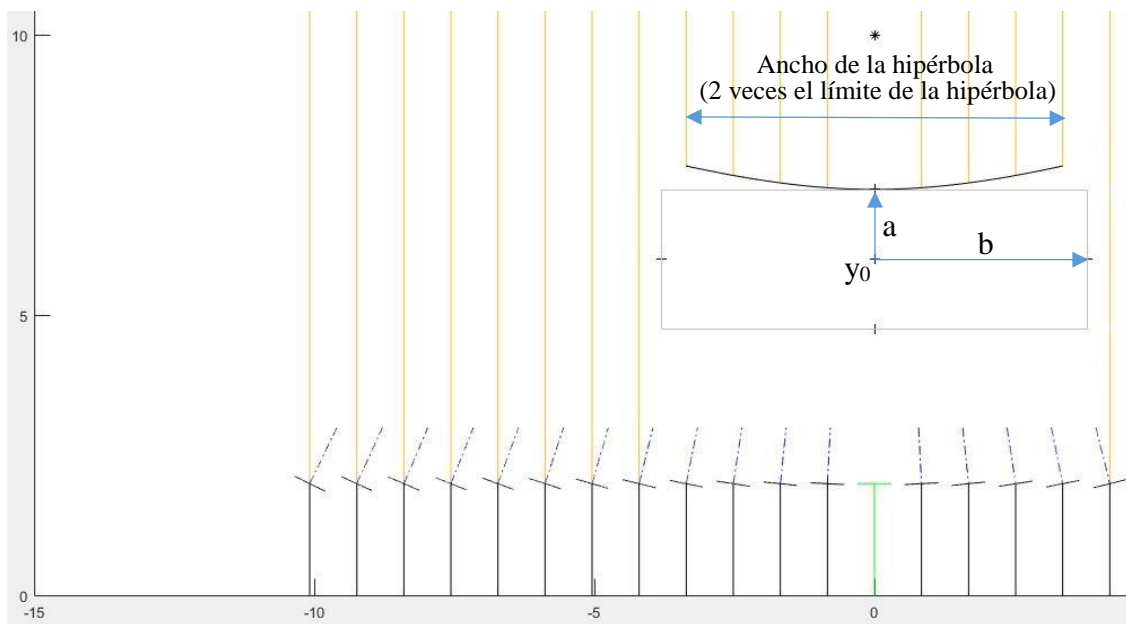


Figura 52. Esquema de las dimensiones óptimas de la hipérbola. Fuente: propia

4.10. Potencia de la instalación ideal

Tal y como se ha explicado en el apartado 3.6, se obtiene la potencia de la instalación para las dimensiones óptimas de la hipérbola.

$$Q_{in} = 7,04 \text{ kW}$$

Es importante destacar que esta potencia ha sido calculada para una longitud de instalación igual a 1 metro, si se desea obtener la potencia de una instalación en concreto sería necesario multiplicar por la longitud determinada.

En cuanto a la potencia de los diferentes modelos de instalación estudiados, es decir, con diferentes excentricidades, se presenta en la figura 53 un gráfico donde se representa la potencia de la instalación en función de la excentricidad de la hipérbola.

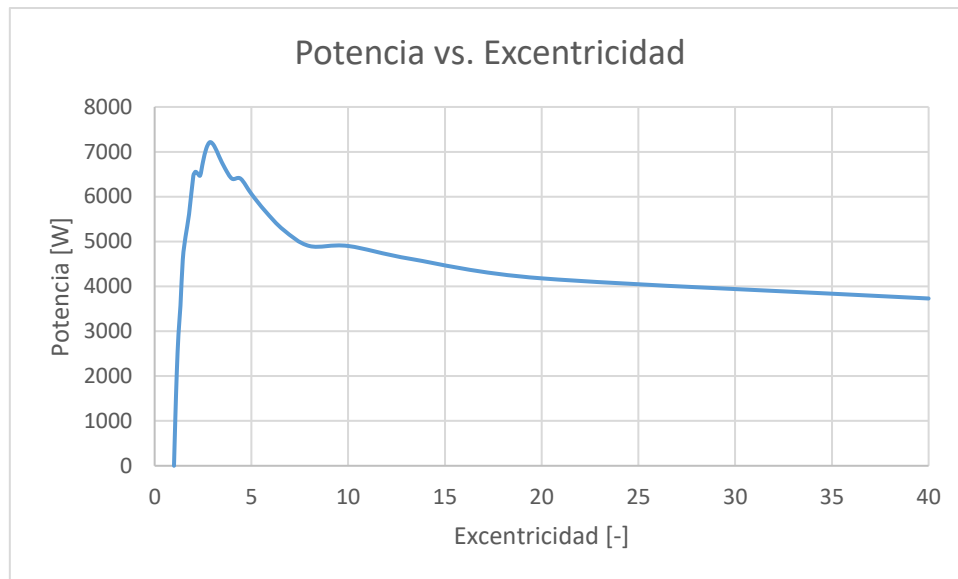


Figura 53. Potencia de la instalación en función de la excentricidad. Fuente: propia

Se puede observar que tiene una forma similar a la gráfica del rendimiento del campo, debido a su relación directa. Al igual que en el rendimiento, la potencia disminuye a partir de un valor de excentricidad cercano a 3. La razón principal por la que ocurre esto es la sombra ocasionada por la hipérbola, ya que tapa espejos y hace que disminuya el rendimiento de la instalación.

4.11. Validación con Soltrace

Una vez obtenidas las dimensiones de la instalación, se procede a estudiar con el programa Soltrace la distribución de energía en el receptor solar y otros elementos. Además, también se puede obtener el valor del rendimiento proporcionado por el software.

Se obtiene el esquema de impacto de rayos mostrado en la figura 54. Cabe destacar, que el número de rayos presente en la figura ha sido limitado para que se puedan visualizar mejor los elementos de la instalación.

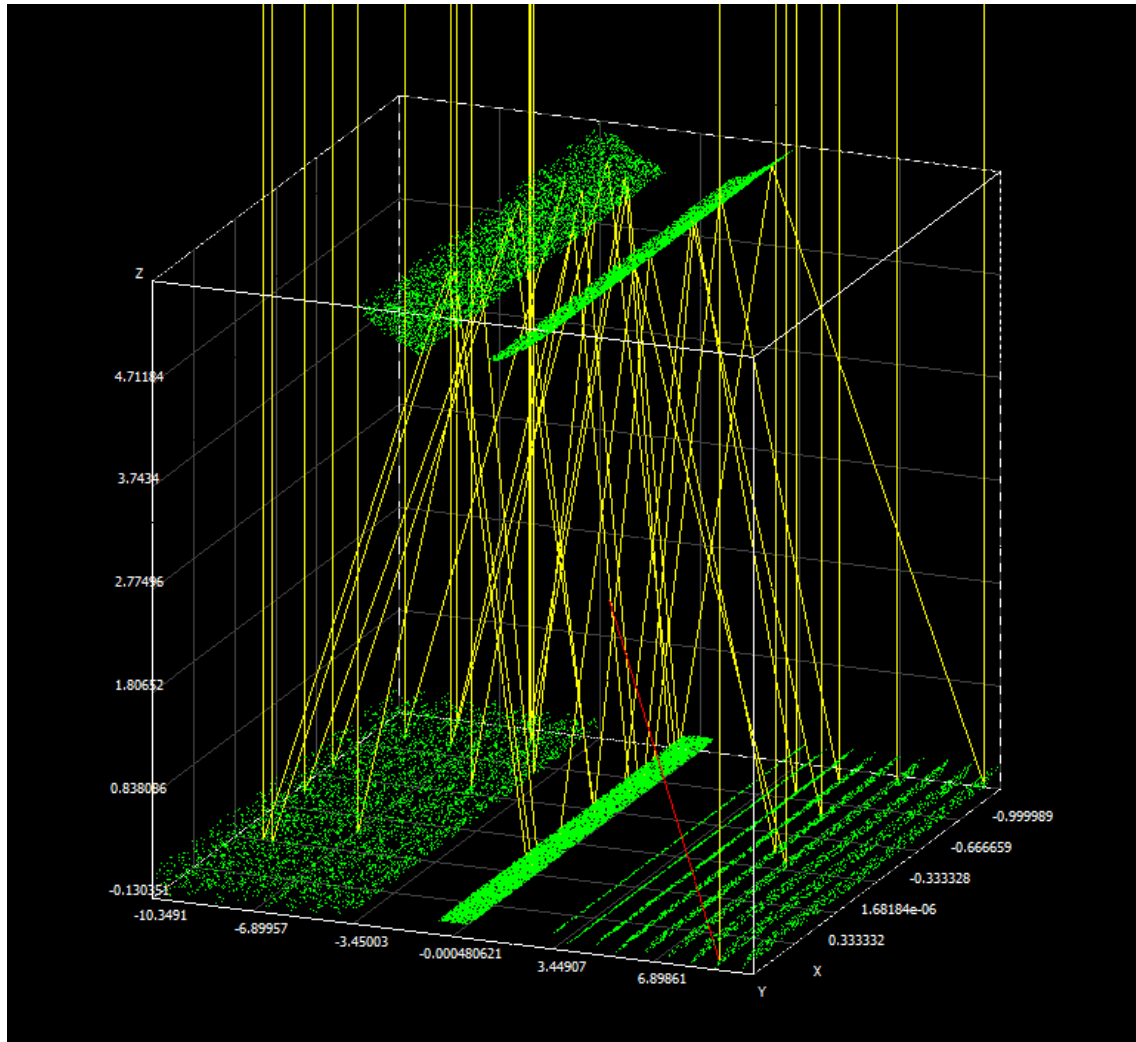


Figura 54. Esquema del impacto de rayos obtenido con Soltrace. Fuente: propia

Con las dimensiones estudiadas en el modelo simplificado, se obtiene el rendimiento en la instalación siguiendo el método explicado en el punto 3.4.5. Estos números pueden variar debido a la aleatoriedad presente en el programa al hacer uso del método de Montecarlo. Se obtiene el siguiente valor de rendimiento:

$$\eta = 0,54$$

Si se cambian las dimensiones de la hipérbola y se estudia el caso de hipérbola plana, es decir, con una excentricidad muy elevada, se ha visto con el modelo de Matlab que el rendimiento cambiaba. Si estudiamos este caso con el software Soltrace, se obtiene el esquema de impactos mostrado en la figura 55.

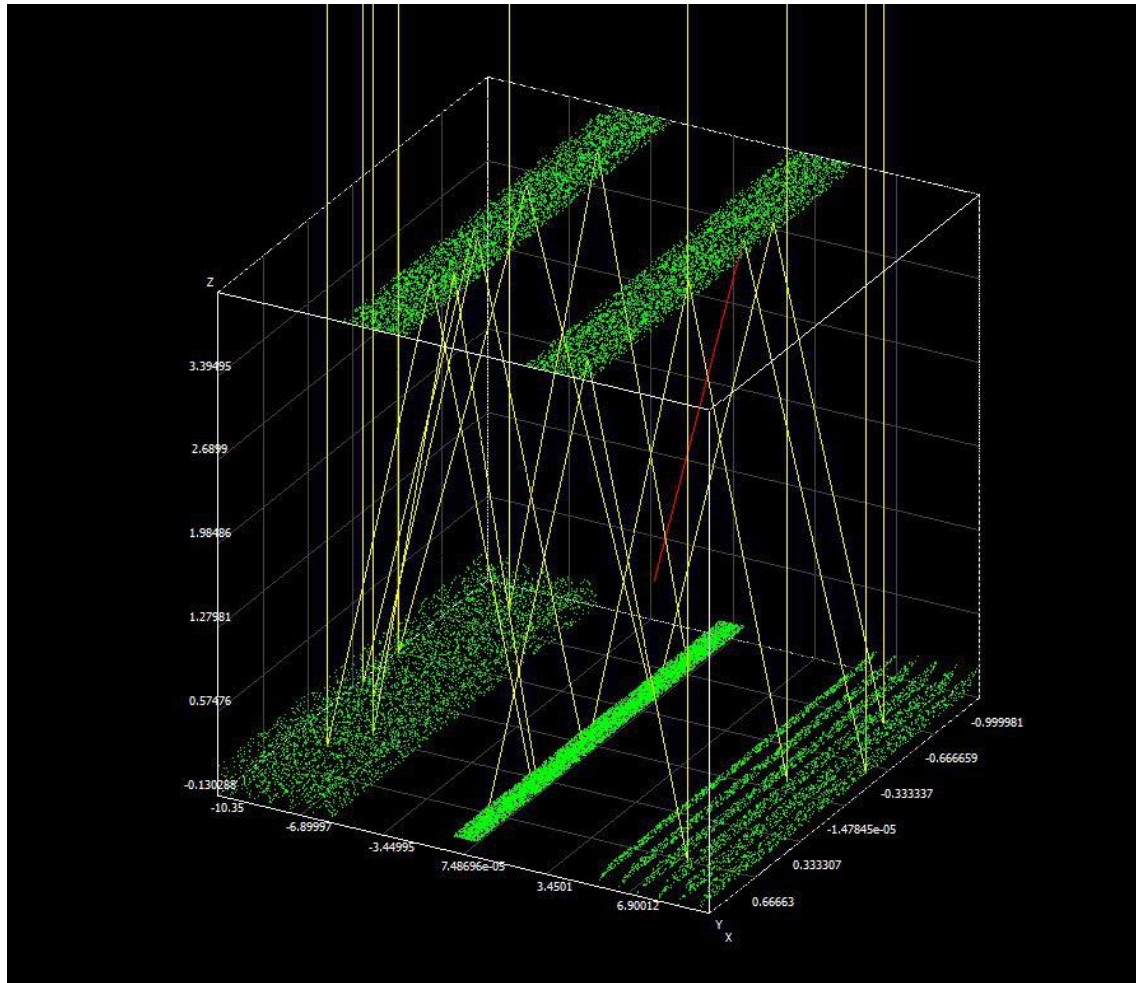


Figura 55. Impacto de rayos en hipérbola plana. Fuente: propia

Con estas dimensiones, se obtiene un rendimiento de:

$$\eta = 0,407$$

Es un rendimiento menor que el caso con dimensiones óptimas, por lo que los resultados obtenidos en relación con las dimensiones en Matlab se pueden considerar acertados.

El rendimiento de la instalación con diferentes excentricidades de la hipérbola se puede observar en la figura 56. En esta figura se representan los rendimientos de ambos modelos, tanto el realizado con Matlab como el realizado con Soltrace.

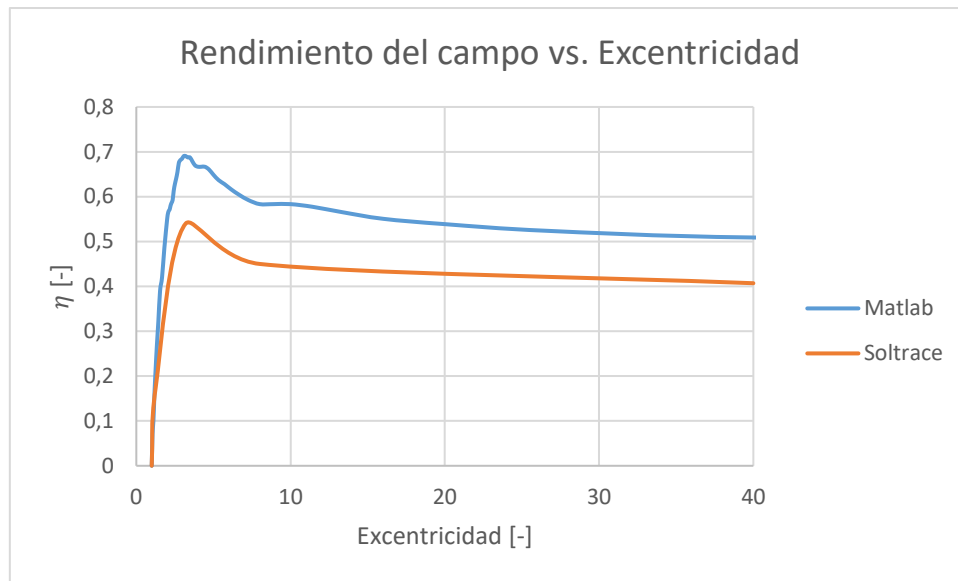


Figura 56. Rendimientos de ambos modelos

Se puede observar que las dos gráficas presentan una forma similar, lo cual es lógico debido a que se están comparando modelos con las mismas dimensiones. El rendimiento del modelo realizado con Soltrace, como se ha indicado con anterioridad, debe ser menor que en el modelo simplificado de Matlab debido a que el programa tiene en cuenta parámetros más reales. Se puede hallar una variación en los resultados de ambos modelos en torno a un 20 %. Esta diferencia es ligeramente mayor en puntos cercanos al máximo rendimiento y, por el contrario, disminuye en puntos lejanos a este.

De forma análoga al caso ideal, se puede hallar la potencia de la instalación utilizando este valor de rendimiento. Para el caso de estudio, se obtiene la siguiente potencia:

$$Q_{in} = 5,51 \text{ kW}$$

Al igual que en el anterior caso, la potencia ha sido calculada para una longitud de instalación igual a 1 metro.

En cuanto a la distribución de energía en los espejos, se muestra en la figura 57 el heliostato en el que impactan el mayor número de rayos (heliostato número 8 siguiendo la numeración mostrada en el apartado 4.3)

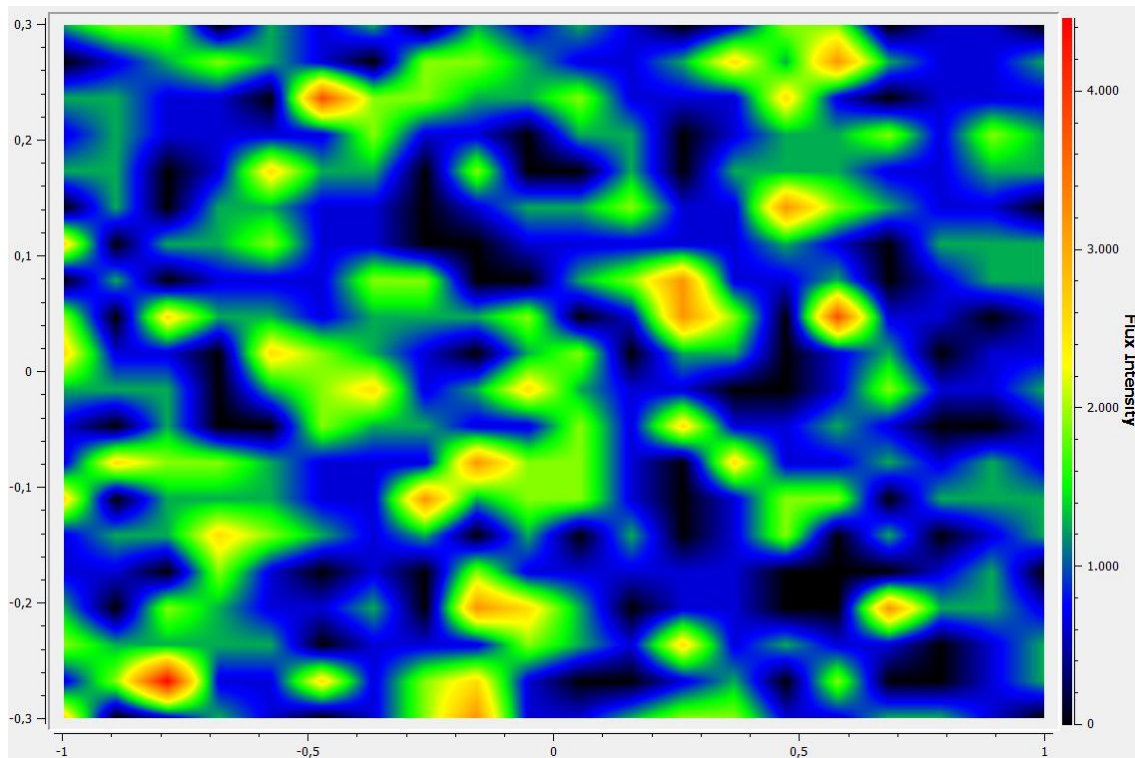


Figura 57. Distribución de energía del heliostato número 8. Fuente: propia

El resultado obtenido concuerda con la realidad, ya que este espejo es el que tiene menos inclinación respecto al horizonte, lo que permite que los rayos incidan sobre una mayor superficie. Se muestra también en la figura 58 la distribución en este espejo en una gráfica tridimensional.

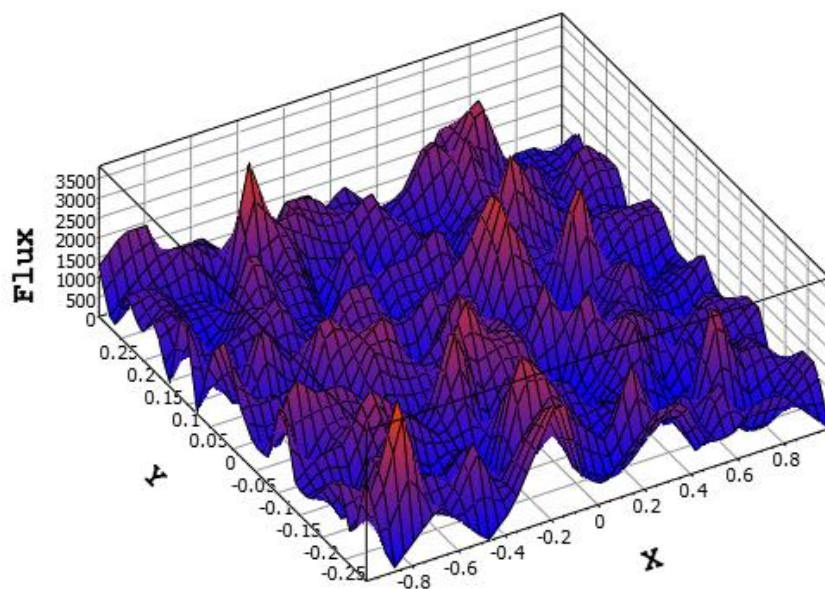


Figura 58. Distribución de energía del heliostato número 8 en 3D. Fuente: propia

Para el resto de los espejos, se muestra en la figura 59 un gráfico de barras en el que se puede observar el número de impactos según el número de espejo.

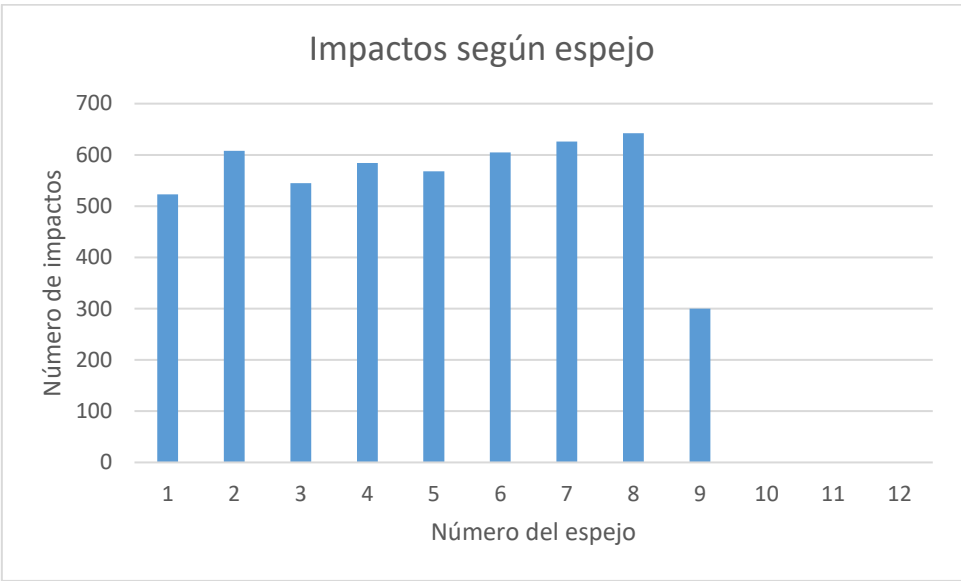


Figura 59. Gráfico del número de impactos en cada espejo. Fuente: propia

En cuanto al receptor de partículas, se muestra en la figura 60 la distribución de energía de este elemento.

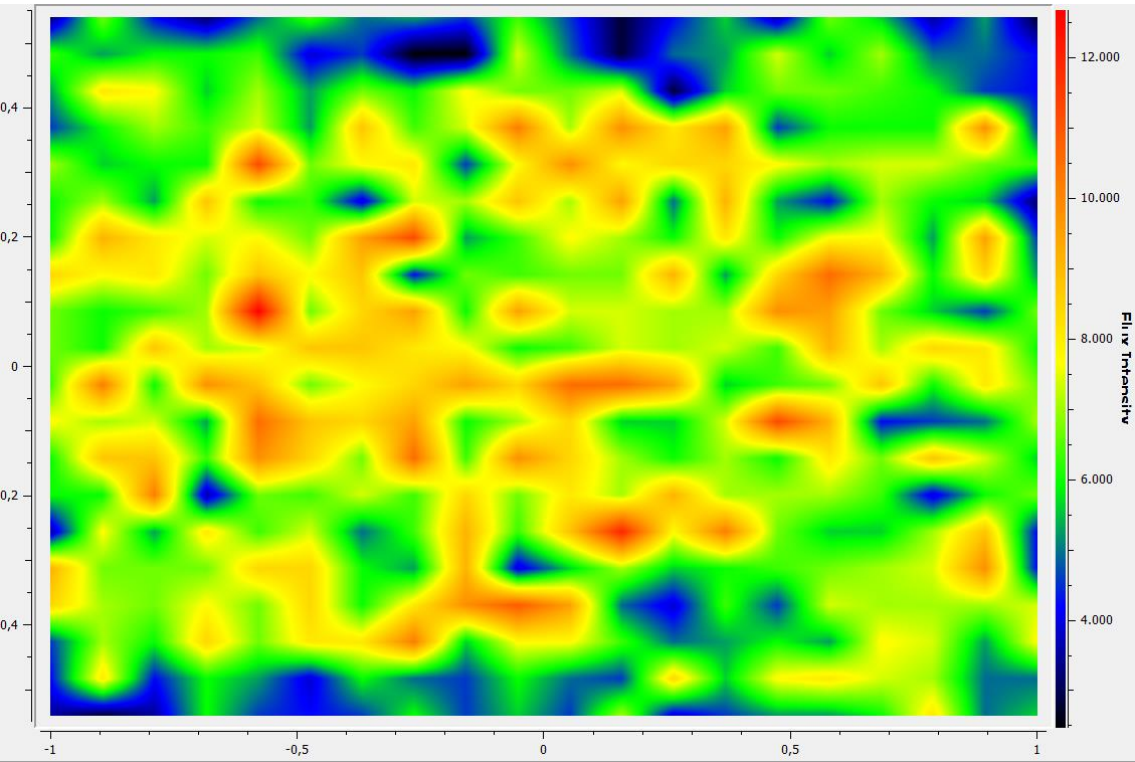


Figura 60. Distribución de energía en el receptor de partículas. Fuente: propia

Al igual que en el caso del espejo, se muestra en la figura 61 el mismo esquema de distribución en una gráfica tridimensional.

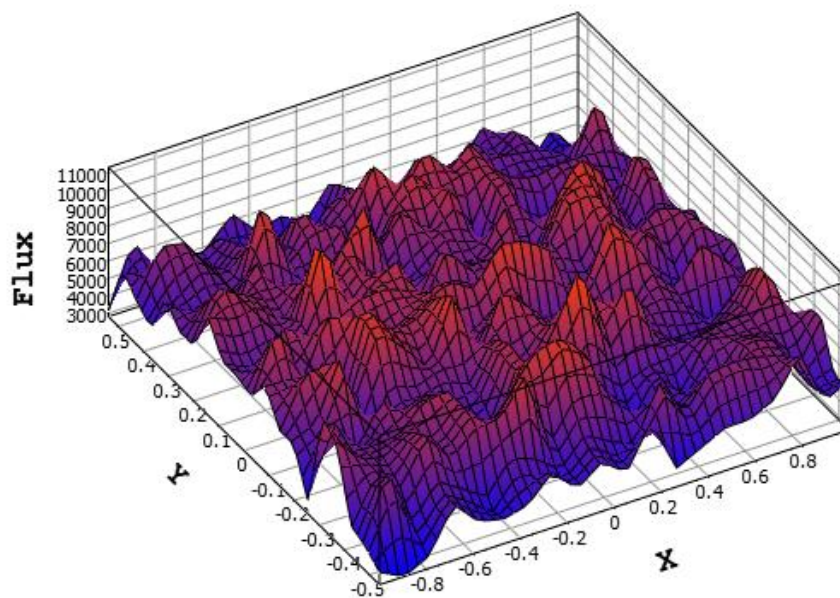


Figura 61. Distribución 3D de la energía en el receptor de partículas. Fuente: propia

5. PRESUPUESTO

En este capítulo se detallan los costes de los materiales asociados al desarrollo del estudio, además de una estimación del coste personal que ha conllevado. Se muestra en la tabla 10 el presupuesto obtenido.

Tabla 10. Presupuesto de costes materiales

Descripción	Precio de compra (€)	Uso del material (meses)	Periodo de depreciación (meses)	Coste imputable (€)
Ordenador portátil Toshiba	320	9	60	48
PC de sobremesa por piezas	1200	9	60	180
Licencia Soltrace	0	1		0
Licencia Matlab	69	7		69
Total				297

Cabe destacar, que la licencia del software Matlab sólo es gratuita para estudiantes. Respecto a la licencia de SolTrace, es gratuita para todo el mundo.

Para calcular el coste imputable, se ha hecho uso de la ecuación 19.

$$Coste_{imputable} = \frac{Precio\ de\ compra}{Depreciación} \cdot Uso \quad (19)$$

Respecto al coste de personal, se ha calculado a partir de la aproximación de horas trabajadas propuesta a continuación:

- Del 17 de septiembre de 2017 al 1 de abril de 2018: 7 horas/semana
- Del 1 de abril de 2018 al 19 de junio de 2018: 24 horas/semana

Los resultados se presentan en la tabla 11, donde se incluyen además las horas dedicadas por el tutor del proyecto.

Tabla 11. Presupuesto de costes de mano de obra

Nombre y apellidos	Categoría	Horas trabajadas	Coste por hora (€/h)	Coste (€)
David Gómez González	Ingeniero	388	20	7760
Jesús Gómez Hernández (supervisor)	Doctor	20	40	800
Total				8560

La suma de los costes de mano de obra y materiales, son los conocidos como costes directos. Para completar el presupuesto, se presenta la tabla 12 donde se aplican los gastos generales y el beneficio industrial según lo fijado en el Artículo 131 del Reglamento general de la Ley de Contratos de las Administraciones Públicas y se le añade el 21 % de IVA correspondiente.

Tabla 12. Presupuesto total del proyecto

Descripción	Porcentaje	Coste (€)
Coste de materiales		297
Coste de mano de obra		8560
Costes directos (C_D)		8857
Costes generales (C_I)	13 % sobre C_D	1151,41
Subtotal		10008,41
Beneficio industrial	6 % sobre $C_D + C_I$	600,50
Subtotal		10608,91
IVA	21 %	2227,87
Total		12836,78

6. MARCO LEGAL

Al tratarse de un estudio teórico sobre una tecnología existente, no se ha encontrado ninguna legislación aplicable exclusivamente a las centrales termosolares de tipo Fresnel con receptor de partículas. A nivel nacional, se podrían aplicar los conceptos generales que aparecen en la norma UNE 206010:2015, donde se detalla la verificación de las prestaciones de las centrales termosolares con tecnología de captadores cilindroparabólicos.

A nivel europeo, hay que destacar la reciente aprobación (14 de junio de 2018) del pacto sobre la nueva directiva europea de energías renovables. En dicho pacto, se recoge que el 32% de la energía europea se deberá producir con fuentes renovables. Se espera que este pacto impulse el uso de centrales de energías renovables, incluyendo las centrales de concentración solar.

7. CONCLUSIONES

Tras la realización de este proyecto, se ha llegado a una serie de conclusiones que se exponen a continuación.

Respecto al dimensionamiento del campo de heliostatos, se ha conseguido dimensionar de manera correcta utilizando un método simplificado para después usarlo en un modelo más complejo. Este método simplificado, según han mostrado los resultados, es un buen método de aproximación para dimensionar el campo de heliostatos con los ángulos adecuados para obtener el mayor rendimiento. Al estar fijada la separación entre espejos, no se ha estudiado cómo afectan los bloqueos a la instalación. Sin embargo, se ha podido detectar la existencia de bloqueos con el método simplificado, por lo que cabe la posibilidad que existan discrepancias entre los ángulos reales y los obtenidos en este estudio.

Se ha observado que al introducir los datos en el software Soltrace los resultados obtenidos son coherentes, aunque existan diferencias significativas en las cifras del rendimiento. La razón de esta discrepancia reside en el modelo simplificado utilizado para el dimensionamiento del campo, por lo que se concluye que ese modelo es bueno para dimensionar el campo, pero no para obtener resultados en cuanto a su rendimiento.

En relación con el análisis de sensibilidad, se ha realizado con el objetivo de determinar la cantidad de rayos que eran necesarios en la utilización del método simplificado para la obtención de un resultado estable. Con un total de 28 rayos por espejo, se encuentra una solución estable pero un tiempo de procesamiento superior. Con este número de rayos, el código desarrollado en Matlab tarda un total de x minutos en calcular los resultados deseados para unas dimensiones dadas.

Acerca del ancho del reflector secundario (hipérbola), es necesario destacar el gran impacto que tiene sobre el rendimiento de la instalación. Cuanto más ancho sea el receptor, menor será el rendimiento debido a la sombra provocada por este. En este trabajo se ha simplificado de tal forma que el primer rayo procedente del heliostato más alejado del receptor de partículas sea el que limita a la hipérbola.

En cuanto a la distribución de energía obtenida en el receptor de partículas, se llega a la conclusión de que se consiguen resultados esperados respecto a las zonas de poca radiación, es decir, los bordes del receptor. En cuanto a las zonas de máxima radiación, no se observa la localización central de esta que cabría esperar, encontrando máxima radiación en zonas próximas a los laterales del receptor.

Para finalizar la conclusión, es necesario comentar las posibles líneas futuras que podrían continuar este estudio.

Una posibilidad de continuación de este trabajo sería el estudio de las dimensiones del segundo receptor, donde se podrían estudiar las diferentes formas de limitarlo y ver su impacto sobre el rendimiento de la instalación.

Otras de las posibilidades sería el estudio de una instalación similar a esta, pero variando las dimensiones de los heliostatos. Al estar fijadas en este proyecto para la central de Puerto Errado 2, no ha sido posible estudiar el impacto que tendría sobre el rendimiento la variación de estas.

Una última línea de continuación sería el estudio de diferentes geometrías del segundo receptor, como por ejemplo el uso de una parábola. En caso de variar la geometría, sería interesante estudiar del mismo modo cómo afecta al rendimiento la variación de su altura respecto a los heliostatos.

8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Red Eléctrica Española, «www.ree.es,» 20 Diciembre 2017. [En línea]. Available:
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/avance_informe_sistema_electrico_2017_v3.pdf. [Último acceso: 15 Mayo 2018].
- [2] Union Europea, «eur-lex.europa.eu,» 15 Diciembre 2011. [En línea]. Available:
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52011DC0885&from=ES>. [Último acceso: 15 Mayo 2018].
- [3] P. Gauché, J. Rudman, M. Mabaso, W. Landman, T. Von Backström y A. Brent, «System value and progress of CSP,» *Solar Energy*, vol. 152, pp. 106-139, 2017.
- [4] NREL, «www.nrel.gov,» Enero 2017. [En línea]. Available:
<https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67464.pdf>. [Último acceso: 16 Mayo 2018].
- [5] T. Kodama, N. Gokon, H. Cho, K. Matsubara, T. Etori, A. Takeuchi, S. Yokota y S. Ito, «articles fluidized bed receiver/reactor with a beam-down solar concentrating optics: 30-kW th performance test using a big sun-simulator,» de *AIP Conference Proceedings 1734*, 2017.
- [6] DLR, «www.dlr.de,» [En línea]. Available:
https://www.dlr.de/dlr/en/desktopdefault.aspx/tabid-10081/151_read-13929/year-all/#/gallery/19753. [Último acceso: 18 Mayo 2018].
- [7] J. Duffie y W. Beckman, *Solar Engineering of Thermal Processes*, Hoboken: Wiley, 2013.
- [8] Acciona, «www.acciona.com,» [En línea]. Available:
<https://www.acciona.com/es/energias-renovables/energia-solar/fotovoltaica/>. [Último acceso: 20 Mayo 2018].
- [9] Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (FENERCOM), «Guía técnica de la energía Solar Termoeléctrica,» Madrid, 2012.
- [10] Solar Tower, «www.solar-tower.org.uk,» [En línea]. Available: <http://www.solar-tower.org.uk/quick-start.php>. [Último acceso: 23 Mayo 2018].
- [11] Enerstar, «www.enerstar.es,» [En línea]. Available:
<http://www.enerstar.es/ver/179/Centrales-Solares-Termoel%C3%A9ctricas-CSP.html>. [Último acceso: 22 Mayo 2018].

- [12] Grupo Cobra, «www.grupocobra.com,» [En línea]. Available: <http://www.grupocobra.com/proyecto/central-termosolar-extresoles/>. [Último acceso: 22 Mayo 2018].
- [13] Novatec Solar, «www.novatecsolar.com,» [En línea]. Available: <http://www.novatecsolar.com/80-1-Liddell.html>. [Último acceso: 23 Mayo 2018].
- [14] Novatec Solar, «www.novatecsolar.com,» [En línea]. Available: <http://www.novatecsolar.com/56-1-PE-2.html>. [Último acceso: 23 Mayo 2018].
- [15] OHL Industrial, «www.ohlindustrial.com,» [En línea]. Available: <http://www.ohlindustrial.com/proyectos/planta-termosolar-30-mw-puerto-errado-2-murcia/>. [Último acceso: 23 Mayo 2018].
- [16] SBP, «www.sbp.de,» [En línea]. Available: <https://www.sbp.de/en/project/10-kw-dishstirling-eurodish-country-reference-unit/>. [Último acceso: 24 Mayo 2018].
- [17] Abengoa Solar, «www.abengoasolar.com,» 2014. [En línea]. Available: <http://www.abengoasolar.com/export/sites/abengoasolar/resources/pdf/IA-2014-es.pdf>. [Último acceso: 25 Mayo 2018].
- [18] Energy News, «www.energynews.es,» 27 Octubre 2016. [En línea]. Available: <https://www.energynews.es/la-energia-termosolar-en-espana-4/>. [Último acceso: 25 Mayo 2018].
- [19] Torresol Energy, «torresolenergy.com,» [En línea]. Available: <http://torresolenergy.com/gemasolar/>. [Último acceso: 25 Mayo 2018].
- [20] Torresol Energy, «torresolenergy.com,» [En línea]. Available: http://torresolenergy.com/?sfid=4868&_sft_tipo-de-multimedia=gemasolar. [Último acceso: 25 Mayo 2018].
- [21] Sener, 2015. [En línea]. Available: <http://www.revistanoticias.sener/news/la-reduccion-de-costes-objetivo-clave-para-torresol-energy/50/>. [Último acceso: 26 Mayo 2018].
- [22] W. Steinmann y M. Eck, «Buffer storage for direct steam generation,» *Solar Energy*, vol. 80, nº 10, pp. 1277-1282, 2006.
- [23] C. K. Ho, «A review of high-temperature particle receivers for concentrating solar power,» *Solar Energy*, vol. 109, pp. 958-969, 2016.

- [24] J. Rodríguez-Pomatta, «Tecnología de la combustión en lecho fluido,» *Ingeniería Química*, nº 263, p. 203, 1974.
- [25] Colorcon, «www.colorcon.com,» [En línea]. Available: <https://www.colorcon.com/es/products-formulation/process/fluid-bed-coating>. [Último acceso: 28 Mayo 2018].
- [26] C. Lehman, Geometría analítica, Limusa, 1989.
- [27] «es.wikipedia.org,» [En línea]. Available: <https://es.wikipedia.org/wiki/Hip%C3%A9rbola>. [Último acceso: 30 Mayo 2018].
- [28] Vitutor, «www.vitutor.com,» [En línea]. Available: https://www.vitutor.com/geo/coni/h_1.html. [Último acceso: 31 Mayo 2018].
- [29] «en.wikipedia.org,» [En línea]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Zernike_polynomials. [Último acceso: 31 Mayo 2018].
- [30] ADRASE, «www.adrase.com,» [En línea]. Available: <http://www.adrase.com/acceso-a-los-mapas/mapa-zona-peninsula.html>. [Último acceso: 20 Abril 2018].
- [31] M. J. Montes, C. Rubbia, R. Abbas y J. M. Martínez-Val, «A comparative analysis of configurations of linear Fresnel collectors for concentrating solar power,» *Energy*, vol. 73, pp. 193-203, 2014.
- [32] W. Stine y M. Geyer, «www.powerfromthesun.net,» [En línea]. Available: <http://www.powerfromthesun.net/book.html>. [Último acceso: 23 Abril 2018].
- [33] J. F. Feldhoff, «Linear Fresnel Collectors. A technology overview,» de *SFERA Summer School*, Almería, 2012.